

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



Шорохов Алексей Николаевич

**Формирование стратегии развития газодобывающего
бизнеса на отдаленных территориях**

5.2.3. Региональная и отраслевая экономика
(экономика промышленности)

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Научный руководитель –
доктор экономических наук, доцент
Дебердиева Елена Марсовна

Тюмень - 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
1 Теоретические аспекты формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях	16
1.1 Состояние ресурсной базы и предпосылки развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях	16
1.2 Теория и практика стратегического планирования развития газодобывающего бизнеса в условиях арктической специфики	32
1.3 Концептуальная модель формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях	47
Выводы по Главе 1	57
2 Методический подход к формированию стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ	60
2.1 Формирование вариативности стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса для концептуальной модели	60
2.2 Методический подход к выделению инфраструктурных контуров газодобывающего бизнеса как основы стратегического анализа капиталоемких проектов	88
2.3 Последовательная процедура выбора стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса концептуальной модели.....	100
2.4 Методика оценки синергетических эффектов реализации стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса	117
Выводы по Главе 2	131
3 Формирование вариантов стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ и оценка синергетических эффектов их реализации	134

3.1 Выделение инфраструктурных контуров на отдаленных территориях АЗРФ и оценка экономии капитальных вложений на примере юга полуострова Ямал	134
3.2 Определение приоритетных и альтернативных стратегических направлений развития газодобывающего бизнеса для инфраструктурного контура юга полуострова Ямал.....	146
3.3 Оценка синергетических эффектов реализации стратегических альтернатив на примере газодобывающего бизнеса юга полуострова Ямал....	160
3.4 Цифровой инструмент поддержки принятия стратегических решений при формировании стратегии развития газодобывающего бизнеса	165
Выводы по Главе 3	170
Заключение	173
Список использованных источников.....	178
Приложение А	203
Приложение Б	207
Приложение В.....	209
Приложение Г	210
Приложение Д.....	211
Приложение Е.....	212

Введение

Актуальность темы исследования. Для энергетической и экономической безопасности страны отдаленные территории, в том числе Арктическая зона Российской Федерации (АЗРФ), имеют ключевое значение. На территории АЗРФ добывается более 80% российского природного газа, сосредоточено более 50% его разведанных запасов и ресурсов газа (144,6 трлн м³ из 278,6 трлн м³), а значительная их часть расположена в Ямало-Ненецком автономном округе (49,4 трлн м³) [29, 65]. Развитие газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ происходит в условиях экстремальных природно-климатических условий, инфраструктурных ограничений, высокой ресурсоемкости и зависимости от завоза жизненно необходимых ресурсов, что повышает капиталоемкость проектов и усложняет принятие долгосрочных решений. Одновременно мировой газовый рынок переживает структурную перестройку: сокращение поставок российского трубопроводного газа в Европу в 2022–2023 гг. составило ~120 млрд м³/год, доля сжиженного природного газа (СПГ) в спросе Европейского союза выросла с 12% в 2010-е годы до 35% в 2022 году, а страны Азиатско-Тихоокеанского региона формируют более 80% прироста мирового спроса на газ в долгосрочном периоде [46, 104, 119, 177].

В этих условиях возрастает значение диверсификации каналов поставок и монетизации газа, развития СПГ-проектов и газохимических направлений. Несмотря на значительный вклад исследователей, в научной литературе недостаточно проработан методический инструментарий формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях. Используемые методические подходы не учитывают пространственную неоднородность ресурсной базы, инфраструктурные ограничения, доступность направлений поставок, что обуславливает актуальность диссертационного исследования.

В этих условиях возрастает значение диверсификации каналов поставок и монетизации газа, развития СПГ-проектов и газохимических направлений. Несмотря на значительный вклад исследователей, в научной литературе

недостаточно проработан методический инструментарий формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях. Используемые методические подходы не учитывают пространственную неоднородность ресурсной базы, инфраструктурные ограничения, доступность направлений поставок, что обуславливает актуальность диссертационного исследования.

Степень разработанности проблемы. Теоретико-методологические основы стратегического управления, корпоративной стратегии и внутрифирменного стратегического планирования разработаны в трудах И. Ансоффа, П. Друкера, А. Д. Чандлера, К. Р. Эндрюса, Ф. Дж. Агилара, М. Портера, Р. М. Гранта, Г. Минцберга, Р. Румельта, А. А. Томпсона, А. Дж. Стрикленда, Дж. Гэмбла, Р. С. Каплана, Д. П. Нортон, К. Уоррена, а также в работах Д. А. Беляева и М. В. Бражника, посвященных инструментам стратегического управления и эволюции его научных школ. Указанные исследования формируют базу для интерпретации стратегии как системы долгосрочных управленческих решений, охватывающей анализ внешней среды, выбор направлений развития, распределение ресурсов и механизмы реализации стратегических приоритетов.

Существенное значение для настоящего исследования имеют труды Дж. Барни, Р. М. Гранта, Р. Р. Нельсона, С. Г. Уинтера, С. Чаттерджи, Б. Вернерфельта, Г. Хэмела и К. К. Прахалада, в которых раскрываются ресурсные, эволюционные и компетентностные факторы долгосрочного развития фирмы. Их положения позволяют рассматривать газодобывающий бизнес не только как совокупность производственных активов, но и как систему ресурсов, компетенций и организационных возможностей, от структуры и сочетания которых зависит выбор и реализуемость стратегических альтернатив.

С целью анализа диверсификации как одного из направлений стратегического развития важны работы И. Ансоффа, Р. Румельта, Р. М. Гранта, А. В. Макарова и А. Р. Гарифуллина, а также подходы У. Чан Кима и Р. Моборн, ориентированные на поиск новых рыночных пространств и вариантов конкурентного позиционирования. Применительно к теме диссертации данные исследования создают теоретическую

основу для рассмотрения диверсификации каналов поставок и направлений монетизации природного газа как инструмента адаптации газодобывающего бизнеса к инфраструктурным ограничениям и изменениям внешней среды.

Вопросы стратегирования, отраслевого планирования и адаптации стратегических решений к особенностям промышленного развития исследованы в работах К. Х. Каримова, Н. И. Сасаева, А. Д. Кота, А. П. Дзюбы и В. А. Кокшарова. Их результаты значимы для настоящего исследования в той части, где требуется увязать общие положения стратегического менеджмента с задачами отраслевой экономики, внутрифирменного планирования и управления развитием ресурсных производств.

Пространственные аспекты хозяйственного развития и территориальной организации экономики представлены в трудах П. Я. Бакланова и П. Кругмана, а вопросы глобальных цепочек создания стоимости — в работах Г. Джереффи. Данные исследования имеют методологическое значение для интерпретации газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях как пространственно-организованной хозяйственной системы, развитие которой зависит от удаленности объектов, конфигурации инфраструктуры, связанности с рынками и встроенности в более широкие производственно-логистические контуры.

Особенности освоения Арктической зоны Российской Федерации, управления месторождениями, формирования опорных зон и организационно-экономических условий промышленного освоения северных территорий исследованы в работах А. Г. Казанина, А. М. Фадеева, А. Е. Череповицына, Ф. Д. Ларичкина, И. В. Осинской, В. В. Пленкиной и И. В. Андроновой. Данные работы позволяют учитывать арктическую специфику как совокупность пространственной удаленности, инфраструктурной недостаточности, сложных природно-климатических условий и повышенной капиталоемкости освоения ресурсной базы.

Вопросы развития газовой отрасли, энергетической безопасности, трансформации рынков газа, диверсификации поставок, развития СПГ и газохимических направлений нашли отражение в работах А. А. Конопляника, Ж. К.

Галиева, С. Ю. Глазьева, Е. Г. Казанцевой, Е. А. Калининко, И. В. Филимоновой, И. В. Проворной, В. Ю. Немова, А. А. Карташевича, В. В. Семикашева и М. А. Гайворонской, а также в исследованиях Д. Ергина, М. Дж. Экономидеса, Э. Майерс Джаффе и Дж. Хендерсона. Существенную аналитическую базу формируют также материалы Международного энергетического агентства, Форума стран-экспортеров газа, Управления энергетической информации США, Института энергетики, Shell, ExxonMobil, TotalEnergies и других источников, включенных в список литературы.

Проблематика выбора стратегических альтернатив в условиях неопределенности широко раскрыта в работах, посвященных использованию аналитических и смешанных методов принятия решений, в том числе исследования И. Фаня, С. Ли, Т. Нгуена, С. Кумара, а также научные публикации по теории игр, нечетким множествам и оценке эффективности проектов. Их значение для диссертации определяется тем, что формирование стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ требует сопоставления альтернатив при множественности факторов, ограниченности инфраструктуры и высокой чувствительности результатов к изменениям внешней среды.

Отдельное значение для исследования имеют работы, посвященные кластеризации, межотраслевым взаимодействиям, мультипликативным и синергетическим эффектам, среди которых следует выделить труды А. В. Бабкина, А. О. Новикова, Л. А. Егоровой, А. Г. Завьялова, Е. В. Дробот, И. Н. Макарова, В. В. Колесникова, Н. С. Морозовой, Л. В. Кадильниковой, А. А. Широга и А. А. Янговского. Эти исследования позволяют рассматривать стратегические решения в газодобывающем бизнесе не изолированно, а через их последствия для смежных отраслей, региона и государства.

Вместе с тем выполненный автором диссертационного исследования анализ научной литературы свидетельствует, что существующие исследования сосредоточены на общей теории стратегии, отраслевом и государственном планировании, отдельных аспектах освоения Арктики, диверсификации поставок,

инфраструктурного развития и оценки эффектов. В то же время отмечается недостаточная степень разработки комплексного методического подхода для корпоративного уровня, позволяющего в единой логике учитывать пространственную неоднородность ресурсной базы, инфраструктурные ограничения, возможность выделения инфраструктурных контуров, диверсификацию каналов поставок и направлений монетизации природного газа, выбор стратегических альтернатив и оценку синергетических эффектов их реализации.

Следовательно, научный пробел заключается в отсутствии целостного, формализованного и воспроизводимого инструментария формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях Арктической зоны Российской Федерации, ориентированного именно на корпоративный уровень принятия решений. Данный тезис обуславливает необходимость развития теоретико-методических положений и разработки прикладного инструментария, обеспечивающего повышение обоснованности стратегического выбора в условиях отраслевых арктических уникальных условий и внешнеэкономической неопределенности.

Объект диссертационного исследования – предприятия газодобывающего бизнеса, осуществляющие или планирующие осуществлять деятельность на отдаленных территориях.

Предмет диссертационного исследования – организационно-экономические и управленческие отношения, возникающие в процессе формирования и реализации стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях в условиях пространственной неоднородности, инфраструктурных ограничений и внешнеэкономической неопределенности.

Цель диссертационного исследования заключается в развитии теоретико-методических положений и инструментария формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях, обеспечивающих

повышение экономической обоснованности и эффективности корпоративных стратегических решений.

Задачи диссертационного исследования, сформулированные исходя из поставленной цели:

1. Уточнить теоретико-методические положения формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях, раскрыть понятие «отдалённые территории» и разработать концептуальную модель формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса.

2. Выявить и систематизировать факторы, определяющие стратегические приоритеты развития газодобывающего бизнеса в условиях пространственной неоднородности ресурсной базы, инфраструктурных ограничений и высокой неопределённости на мировых рынках газа.

3. Предложить методический подход к обоснованию стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях как основы стратегического и инвестиционного выбора, с учетом экономического и инфраструктурного развития территорий.

4. Разработать процедуру отбора стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса и обоснования приоритетной и резервной альтернатив на основе качественных и количественных методов анализа, в том числе с использованием инструментов автоматизированной поддержки принятия решений.

5. Предложить механизм и осуществить оценку влияния реализации обоснованных стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса на различных уровнях: газодобывающий бизнес (на примере юга полуострова Ямал), смежные отрасли, регион, государство.

Область диссертационного исследования соответствует паспорту научной специальности ВАК 5.2.3. «Региональная и отраслевая экономика» (экономика промышленности): п. 2.1. «Теоретико-методологические основы анализа проблем промышленного развития»; п. 2.2 «Вопросы оценки и повышения эффективности

хозяйственной деятельности на предприятиях и в отраслях промышленности»; п. 2.16 «Инструменты внутрифирменного и стратегического планирования на промышленных предприятиях, в отраслях и комплексах».

Методологическая основа исследования сформирована на стыке стратегического менеджмента, экономики промышленности, внутрифирменного планирования, инвестиционного анализа и концепций пространственного развития ресурсных отраслей. Для решения поставленных задач использован совокупный инструментарий общенаучных и специальных методов, включающий аналитико-синтетические процедуры, сравнение и систематизацию, экспертные оценки, экономическое моделирование, расчет интегральных показателей, применение элементов нечеткой логики, авторского алгоритма и ранжирование стратегических альтернатив.

Методологическая логика исследования строится на поэтапном переходе от анализа ресурсной базы и инфраструктурных условий к формированию стратегических альтернатив, их сравнительной оценке и определению эффектов реализации. Это обеспечивает согласованность теоретических положений, методического инструментария и результатов апробации.

Теоретической основой исследования является совокупность научных положений, концепций и теорий отечественных и зарубежных ученых в области стратегического управления, внутрифирменного и корпоративного стратегического планирования, экономики промышленности, пространственного развития, а также исследований, раскрывающих особенности функционирования и стратегического развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях.

Информационно-эмпирической базой исследования послужили нормативные правовые акты и программные документы Российской Федерации и субъектов Российской Федерации, данные Федеральной службы государственной статистики, материалы федеральных и региональных органов власти, данные отечественных и зарубежных нефтегазовых компаний, международных и российских аналитических центров и агентств, научные публикации, монографии,

материалы периодической печати, а также результаты собственных аналитических разработок автора.

Научная новизна исследования раскрывается в положениях, выносимых на защиту:

1. Разработана концептуальная модель формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях на основе системного подхода, обеспечивающая взаимосвязь стратегического анализа ресурсной базы, инфраструктурных условий, альтернатив развития и механизмов их реализации в условиях высокой внешней неопределенности. Введено авторское понятие «отдалённые территории» - приоритетный географический периметр стратегического развития газодобывающего бизнеса, характеризующийся концентрацией значительной части ресурсной базы природного газа, наличием реализованных крупных инфраструктурных проектов, высокой капиталоемкостью ввода в разработку новых месторождений и повышенной чувствительностью к логистическим и внешнеэкономическим ограничениям. В отличие от традиционных подходов к стратегированию газодобывающих компаний разработанная модель обеспечивает возможность комплексного и согласованного учёта ресурсной специфики АЗРФ, инфраструктурных ограничений и рыночной конъюнктуры, формирование стратегических альтернатив диверсификации поставок природного газа (п. 2.1, п. 2.16 паспорта специальности ВАК).

2. Предложено формирование инфраструктурных контуров развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях как объекта стратегического и инвестиционного выбора. «Инфраструктурный контур» определяется автором как устойчивая территориально-хозяйственная конфигурация, объединяющая взаимосвязанные элементы добычи, подготовки, переработки, транспортировки и сбыта в границах конкретного сочетания ресурсной базы, инфраструктурной обеспеченности и транспортно-логистических ограничений территории. В отличие от существующих подходов, ориентированных преимущественно на обоснование локальных решений, выделение инфраструктурных контуров способствует

снижению капиталоемкости инвестиционных решений по вводу в разработку новых месторождений за счёт инфраструктурной интеграции объектов освоения ресурсной базы и обеспечивает аналитическую основу для последующей разработки и выбора стратегических направлений развития газодобывающего бизнеса (п. 2.2, п. 2.16 паспорта специальности ВАК).

3. Разработана последовательная процедура выбора стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях, включающая первичный отбор допустимых альтернатив по ресурсным, логистическим и инфраструктурным ограничениям и обоснование приоритетной и резервной стратегических альтернатив на основе их ранжирования по совокупности влияния факторов внешней и внутренней среды и экономических критериев. Предлагаемый подход отличается от традиционных интегрированным управленческим подходом, объединяющим авторский алгоритм выбора альтернатив, нечётко-логическую оценку и интегральное рейтингование, что обеспечивает реализацию стратегических действий в условиях внешнеэкономических ограничений и высокой неопределенности посредством обоснованного выбора направлений развития газодобывающего бизнеса для каждого инфраструктурного контура (п. 2.2, п. 2.16 паспорта специальности ВАК).

4. Рекомендована методика оценки синергетических эффектов от реализации стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях на основе многоуровневого анализа прогнозных результатов для газодобывающих компаний, смежных отраслей, региона и государства с использованием показателей, учитывающих стоимость сырьевого ресурса в полной себестоимости конечной продукции и позволяющего оценивать чувствительность отраслей потребителей к ценовым колебаниям на газ. В отличие от подходов, ограниченных корпоративными инвестиционными показателями, предложенный подход интегрирует оценку внутрифирменной эффективности проекта, эффектов для смежных отраслей потребителей газа, региональных социально-экономических результатов и вклада стратегической альтернативы в формирование добавленной

стоимости, диверсификацию экспорта и укрепление экономической безопасности государства. Предложенная методика позволяет обосновывать приоритетные направления переработки газа и меры адресной государственной поддержки на основе классификации смежных отраслей по степени зависимости от сырьевого ресурса и оценки совокупного социально-экономического эффекта реализации стратегических альтернатив на отдалённых территориях (п. 2.2 паспорта специальности ВАК).

Теоретическая значимость исследования состоит в развитии теоретико-методического базиса экономики промышленности применительно к стратегическому планированию развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях. Разработанные в диссертации положения расширяют научные представления о механизмах стратегического выбора, инфраструктурной организации и оценке эффектов развития газодобывающего бизнеса.

Практическая значимость исследования состоит в возможности использования разработанного научно-методического инструментария и цифрового инструмента поддержки принятия решений при обосновании направлений стратегического развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях, в том числе в среде импортозамещенной офисной инфраструктуры Astra Linux.

Обоснованность и достоверность научных результатов обеспечивается корректным использованием разработанного методического инструментария, надлежащей обработкой исходных данных, достаточностью аналитической базы и сочетанием взаимодополняющих методов исследования. Дополнительным подтверждением служат апробация выводов на научных мероприятиях и практическое использование результатов в сфере стратегического управления развитием газодобывающего бизнеса.

Апробация результатов исследования. Ключевые научные положения и выводы исследования были представлены и обсуждены на более чем 11 международных и всероссийских научно-практических конференциях, а также на

конкурсах научных работ в городах Санкт-Петербург, Уфа, Тюмень, Барнаул, Калининград, Челябинск, Донецк, Октябрьский, где получили положительную оценку.

Публикации. По теме диссертационного исследования опубликовано 19 научных работ общим объемом 11,6 п. л., в том числе авторских — 8,0 п. л.; из них 9 статей опубликованы в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК РФ, 10 работ — в других научных изданиях и материалах конференций..

Структура диссертационного исследования определена поставленной целью и задачами. Диссертация состоит из 3 глав, введения, заключения, списка используемой литературы и приложений.

Во введении обоснована актуальность темы диссертации, проведен анализ текущего состояния научных разработок в данной области, определены область, объект и предмет исследования, его теоретико-методическая база, выделены элементы научной новизны, показана теоретическая и практическая значимость работы.

В первой главе диссертации исследованы теоретико-методологические основы формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ. Проанализированы состояние ресурсной базы и предпосылки развития газодобывающего бизнеса в АЗРФ, систематизированы подходы к стратегическому планированию в условиях арктической специфики и высокой внешнеэкономической неопределенности, разработана концептуальная модель формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ. Предложено авторское понятие «отдалённые территории» АЗРФ.

Во второй главе разработан методический подход формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ. Обоснованы стратегические альтернативы развития на основе диверсификации каналов поставок и направлений монетизации природного газа. Предложены выделение инфраструктурных контуров газодобывающего бизнеса на основе

стратегического анализа, последовательная процедура выбора стратегических альтернатив с использованием авторского алгоритма выбора, нечетко-логической оценки и интегрального рейтингования, методика оценки синергетического эффекта от реализации стратегических альтернатив.

В третьей главе представлено применение разработанного методического инструментария на примере газодобывающего бизнеса юга полуострова Ямал. Выполнены выделение инфраструктурных контуров на отдаленных территориях АЗРФ, оценка экономии капитальных вложений, выбор и ранжирование стратегических альтернатив развития для выделенного инфраструктурного контура, оценка синергетических эффектов от реализации выбранной стратегической альтернативы для различных уровней хозяйственной системы, а также представлена архитектура цифрового инструмента поддержки принятия решений при формировании стратегии развития газодобывающего бизнеса посредством использования импортозамещённой офисной платформы Astra Linux.

В заключении сформулированы выводы и рекомендации, а также определены перспективы дальнейшего исследования.

В приложениях представлены вспомогательные материалы, иллюстрирующие и дополняющие отдельные положения диссертационного исследования.

1 Теоретические аспекты формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях

1.1 Состояние ресурсной базы и предпосылки развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях

В структуре современного хозяйства углеводородные ресурсы сохраняют значение базового энергетического и промышленного фактора. Нефть и газ используются не только как источник энергии, но и как сырьевая основа для широкого круга производств, формирующих материальные условия экономической деятельности [199]. В этом контексте нефтегазовую отрасль целесообразно рассматривать как совокупность взаимосвязанных процессов добычи, транспортировки, переработки и последующего распределения продукции, играющих существенную роль в формировании доходной базы российской экономики [119, 137, 138, 139].

В рамках настоящего исследования под **газодобывающим бизнесом** понимается (ГДБ) сегмент нефтегазовой отрасли, в пределах которого ключевым видом экономической деятельности выступает освоение месторождений природного газа, а также извлечение газового конденсата как сопутствующего компонента ресурсного потока, включая технологические процессы подготовки, глубокой переработки и транспортировки до конечного потребителя. Такое понимание позволяет увязать производственную специфику отрасли с задачами стратегического выбора на корпоративном уровне [67, 118, 137, 138, 139].

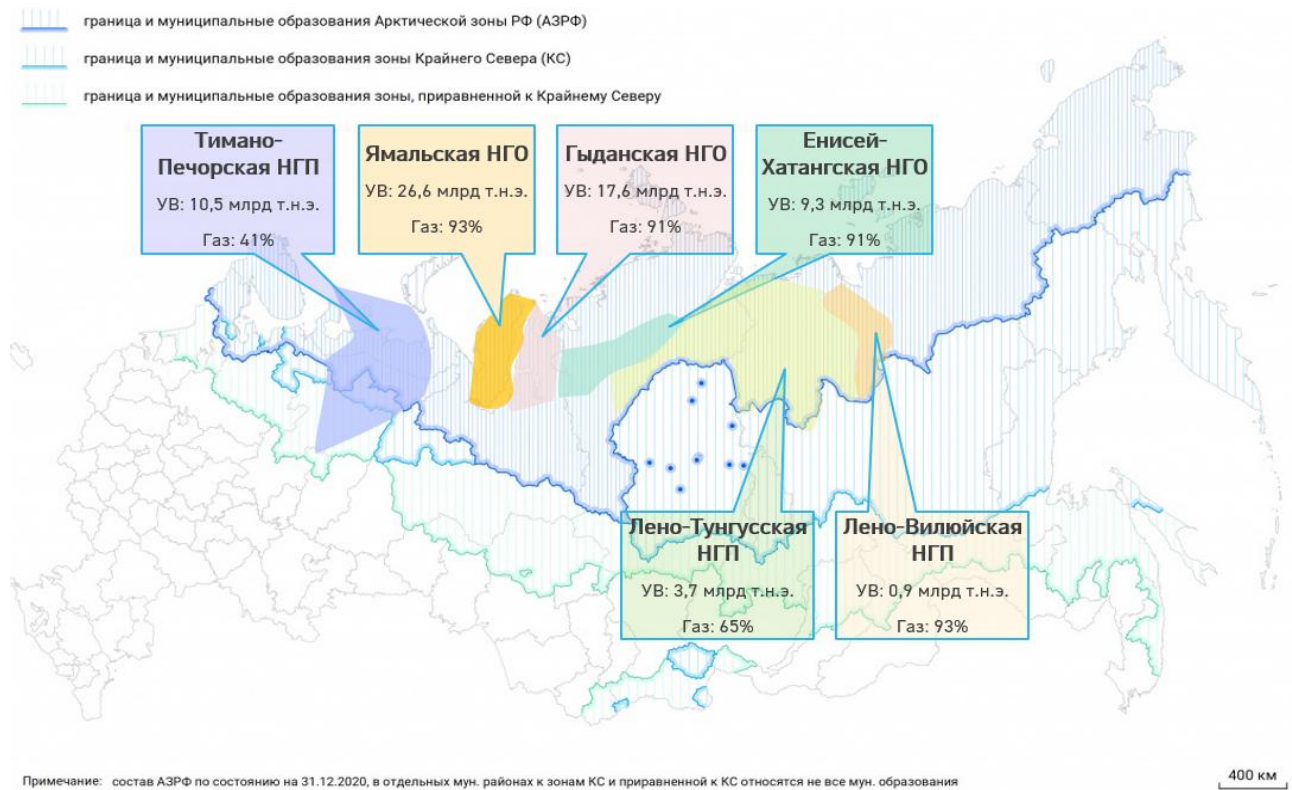
Арктическая зона Российской Федерации занимает особое место в системе государственных приоритетов, поскольку ее развитие связано одновременно с вопросами ресурсного освоения, пространственной интеграции и национальной безопасности [124, 142]. Для экономики данной территории системообразующее значение имеет нефтегазовый сектор, концентрирующий основной инвестиционный и инфраструктурный потенциал. В законе РФ от 21.02.1992 №2395–1 «О недрах» [44] фигурирует термин «труднодоступные и отдаленные местности», под которым понимается современное понятие Арктической зоны

Российской Федерации. При этом понятие «отдаленных территорий» не получило однозначной нормативной фиксации, что требует ее интерпретации через совокупность признаков труднодоступности, пространственной удаленности, инфраструктурной ограниченности и высокой стоимости хозяйственного освоения. С правовой точки зрения Арктическая зона Российской Федерации охватывает северные территории европейской и азиатской частей страны, а также прилегающие акватории Северного Ледовитого океана. Ее значение определяется не только географическим положением, но и включенностью в транспортно-экономическое пространство Северного морского пути, который усиливает роль Арктики как стратегического логистического коридора. В хозяйственном отношении принципиально важно, что меры государственной поддержки распространяются на наземные территории и на отдельные участки континентального шельфа, что расширяет возможности промышленного освоения ресурсной базы [124].

Арктическая зона Российской Федерации существенно отличается от большинства других регионов страны по сочетанию природных, демографических и хозяйственных параметров. Именно данная специфика формирует особые условия развития газодобывающего бизнеса и требует выделения ключевых характеристик рассматриваемой территории. К числу базовых особенностей АЗРФ следует отнести экстремальный природно-климатический режим, очаговый характер хозяйственного освоения и низкую плотность населения, значительную удаленность от крупных промышленных центров, а также повышенную экологическую уязвимость. В совокупности данные характеристики предопределяют высокую капиталоемкость проектов, зависимость от внешнего снабжения и необходимость более строгого учета экологических и логистических рисков при разработке корпоративной стратегии [2, 46, 119]. Значимость дальнейшего развития АЗРФ в последние годы дополнительно усилилась под воздействием изменений во внешнеэкономической среде, необходимости перестройки логистических цепочек и сохранения темпов реализации

стратегически важных проектов. В результате Арктика рассматривается не только как ресурсная база, но и как пространство долгосрочной адаптации российской экономики к новым геоэкономическим условиям [73, 104, 121]. При изменении параметров конкурентной среды и сохранении арктической специфики разработка обоснованной стратегии развития газодобывающего бизнеса приобретает принципиальное значение для устойчивого функционирования газодобывающих компаний [138]. Без адаптации **корпоративных** стратегических решений к пространственным, инфраструктурным и рыночным ограничениям долгосрочное освоение таких территорий становится существенно менее результативным [137, 138, 139].

Анализ ресурсной базы АЗРФ показывает, что сухопутная и шельфовая части Арктической зоны Российской Федерации сопоставимы по суммарному потенциалу (68,8 и 70,9 млрд т.н.э. соответственно), причем доминирующую долю 90% в его структуре занимает природный газ (Рисунок 1.1, Таблица 1.1). Наиболее значимая концентрация ресурсов характерна для Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областей (49,4 млрд т.н.э. или ~72% от общего объёма сухопутной части), что позволяет рассматривать их как ключевое пространственное ядро дальнейшего развития газодобывающего бизнеса в АЗРФ [65]. Специфика морской части Арктической зоны в контексте газодобывающего бизнеса определяется существенно более сложными технологическими и организационными условиями освоения по сравнению с наземными территориями. Разработка шельфовых месторождений сопряжена с воздействием совокупности неблагоприятных природных и технико-эксплуатационных факторов, что повышает зависимость проектов от специализированных технологий, оборудования и дополнительных мер обеспечения надежности [69]. Фокусом данного диссертационного исследования является **сухопутная часть АЗРФ** [137, 138, 139].



Источник: составлено автором по материалам [65]

Рисунок 1.1 — Карта основных сухопутных нефтегазовых провинций и областей Арктической Зоны Российской Федерации

Таблица 1.1 — Ресурсный потенциал (запасы и ресурсы) сухопутной части Арктической Зоны Российской Федерации в разрезе регионов и основных нефтегазовых провинций и областей

Регион	Нефтегазоносная провинция / область	Ресурсный потенциал			Основные крупные проекты	Транспортные каналы		Основные компании
		Газ, трлн м³	Нефть, млрд т	Итого, млрд т.н.э.		Внутренний	Экспортный	
Ямало-Ненецкий А.О.	Ямальская	30	1,8	26,6	- Ямал СПГ - Бованенковский проект - Ямбургский проект - Новый порт	Газопроводы: - «Бованенково - Ухта» - «Новый Порт – КС Ямбург - Тула»	- Северный морской путь Газопроводы: - «Ямал-Европа» - «Северный поток» - «Уренгой-Помары-Ужгород»	- ПАО «Газпром» - ПАО «Новатэк» - ПАО «Газпром нефть»
	Гыданская	19,4	1,6	17,6	- Арктик СПГ-2	Нефтепровод «Заполярье - Пурпе – Самотлор»	- Северный морской путь	
Красноярский край	Енисей-Хатангская	10,3	0,8	10,8	- Восток Ойл (терминал «Бухта Север», Таймыр СПГ)	Нефтепроводы: - «Ванкор - Пурпе» - «Ванкор - Диксон»	- Северный морской путь - Нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий Океан» (ВСТО)	- ПАО «НК «Роснефть»
	Лено-Тунгусская	1,2	0,5					
Республика Саха (Якутия)	Лено-Тунгусская	1,7	0,8	3,1	-	-	-	-
	Лено-Вилуйская	1,0	0,1					
Республика Коми	Тимано-Печорская	4,8	3,6	7,6	-	Нефтепроводы: - «Уса – Ухта» - «Ухта – Ярославль»	- Северный морской путь - Балтийская трубопроводная система (БТС)	- ПАО «Газпром» - ПАО «НК «Роснефть» - ПАО «Лукойл»
Ненецкий А.О.		0,4	2,6	2,9	- Варандей			
Итого		68,8	11,8	68,6				

Источник: составлено автором по материалам [65, 29]

Систематизация материалов исследования предпосылок развития газодобывающего бизнеса в АЗРФ позволяет выделить четыре укрупненных группы: политические, экономические, технологические и социальные. Авторская группировка создает основу для дальнейшего анализа факторов, определяющих направленность и ограничения стратегического выбора направлений развития газодобывающего бизнеса (Таблица 1.2).

Таблица 1.2 — Предпосылки стратегического развития газодобывающего бизнеса в АЗРФ

Группа предпосылок	Виды предпосылок
Политические	- наличие стратегии федерального уровня по развитию АЗРФ - ограничения по экспорту трубопроводного газа из РФ (санкции)
Экономические	- наличие уникальной ресурсной базы (>140 млрд т.н.э.) - долгосрочный рост спроса на газ в странах АТР (Китай, Индия) - рост конкуренции на газовом рынке РФ при стабильном долгосрочном внутреннем спросе - географическая близость к Северному морскому пути (СМП) и Северному широтному ходу (СШХ) - наличие налоговых преференций по проектам газохимии и СПГ
Технологические	- действующая инфраструктура и проекты на этапе реализации (в большей части сформированные в районе полуостровов Ямал, Гыдан и Тазовский) - динамичное развитие проектов СПГ и газохимии в РФ (ожидается увеличение товарной продукции более чем на 70% к 2030 г. по сравнению с 2022г)
Социальные	- наличие региональной стратегии социально-экономического развития ЯНАО

Источник: составлено автором

К группе **политических предпосылок** относится *наличие федеральной стратегии развития АЗРФ* [119]. Ее значение состоит не только в декларации приоритетов, но и в институциональном закреплении мер, ориентированных на ввод новых месторождений, развитие глубокой переработки, расширение СПГ-проектов и создание условий для технологического обеспечения газодобывающего сектора, а именно:

1. Ввод в разработку новых нефтегазовых провинций, месторождений твердых полезных ископаемых и трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья;

2. Наращивание объемов глубокой переработки нефти, производства сжиженного природного газа и газохимической продукции;
3. Оказание мер государственной поддержки, направленных на создание и развитие технологий освоения нефтяных и газовых месторождений, производство сжиженного природного газа, а также на обеспечение производства соответствующей промышленной продукции;
4. Расширение существующих производств сжиженного природного газа на полуостровах Ямал и Гыдан;
5. Формирование газоконденсатных минерально-сырьевых центров на базе месторождений Ненецкого автономного округа, а также развитие уже действующих Новопортовского и Бованенковского добывающих центров [13, 92, 137, 138, 139].

Существенной **политической предпосылкой** трансформации стратегии выступают *ограничения в сфере экспорта российского трубопроводного газа*. Их воздействие проявляется, с одной стороны, через изменение внешнего спроса и перераспределение европейского рынка в пользу СПГ (Рисунок 1.2) [139, 141, 138], с другой — через институциональные особенности доступа к Единой системе газоснабжения (ЕСГ) через ПАО «Газпром» [102]. В этих условиях возрастает необходимость поиска альтернативных направлений вовлечения в разработку новых месторождений. С учетом сложившихся ограничений дальнейшее развитие ресурсной базы уже не может опираться исключительно на традиционную трубопроводную модель. Следовательно, стратегический анализ должен охватывать иные формы коммерциализации газа, обеспечивающие гибкость поставок и снижение зависимости от одного канала реализации [129, 137, 138, 139].



Источник: составлено автором по материалам [177]

Рисунок 1.2 — Доля СПГ и российского трубопроводного газа в общем спросе Европейского Союза на природный газ (2001–2023 гг.)

К **экономической группе предпосылок** относится *наличие налоговых и таможенных преференций по проектам газохимии и сжиженного природного газа*, распространяющихся на отдельные направления глубокой переработки газа и реализацию СПГ-проектов. Их значение заключается в частичном снижении инвестиционной нагрузки и формировании более благоприятных условий для диверсификации направлений монетизации ресурсной базы:

1. Отсутствие налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) для проектов глубокой переработки природного газа [71, 70].
2. Отсутствие налога на добавленную стоимость (НДС) для морских перевозок на экспорт с ледокольным сопровождением товаров [87].
3. Сниженный налог на прибыль до 13,5% на 12 лет для отдельных специальных проектов, установленных на региональном уровне [66].
4. Отсутствие продуктов переработки газа в перечне, который попадает под действие экспортной пошлины [138].

Компонентный состав природного газа АЗРФ также влияет на выбор приоритетных направлений его использования. Поскольку основную долю ресурса формирует метановая фракция (более 90%), стратегически значимыми следует считать такие варианты переработки и реализации, которые способны обеспечить масштабный сбыт данного компонента, а не только использование в переработке других более выгодных пропан-бутановых фракций [129, 137, 138, 139].

Географическая близость к Северному морскому пути (СМП) и Северному широтному ходу (СШХ) имеет особое значение как **экономическая предпосылка** для перспектив развития газодобывающего бизнеса в АЗРФ. Эти инфраструктурные транспортные каналы расширяют логистические возможности арктических проектов, повышают их связанность с внутренними и внешними рынками и создают предпосылки для перехода от преимущественно трубопроводной модели к более диверсифицированной системе поставок. Ориентиры стратегического развития АЗРФ показывают, что приоритет в долгосрочной перспективе смещается в сторону ускоренного расширения производства сжиженного природного газа и сопутствующей транспортной инфраструктуры с 8,5 млн тонн до 91 млн тонн к 2035 году. Это означает, что для газодобывающего бизнеса арктических территорий логистика становится не вспомогательным, а стратегически формирующим фактором выбора направлений развития, для этого предусматривается рост объема перевозок грузов в акватории Северного морского пути с 31,5 млн тонн (по состоянию на 2019 год) до 130 млн тонн к 2035 году [138]. Кроме того, проект строительства железнодорожной трассы «Северный широтный ход» следует рассматривать как инфраструктурный механизм повышения транспортной связности северных территорий Российской Федерации. Его реализация способна сократить издержки перемещения грузов, улучшить доступ к ресурсным районам и повысить инвестиционную привлекательность проектов, реализуемых в Арктической зоне [119, 138, 139].

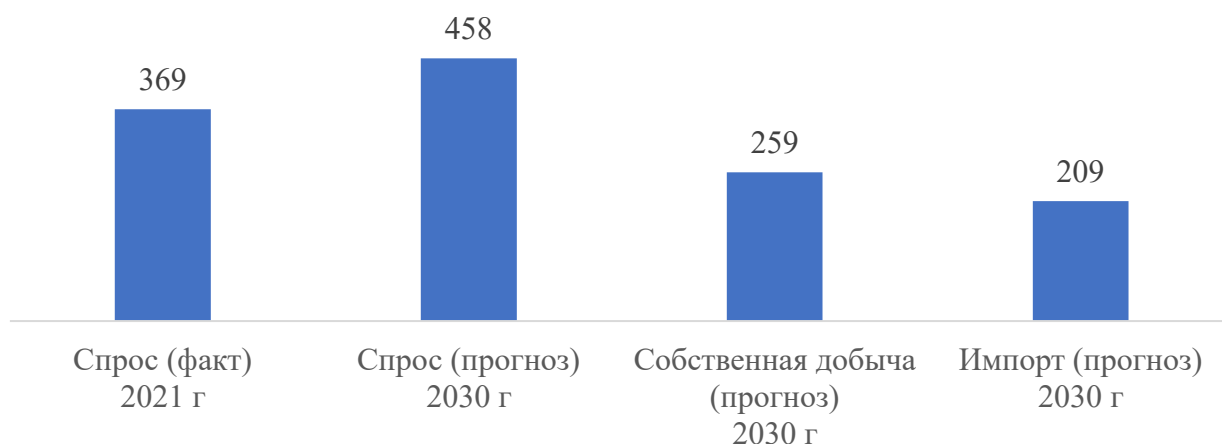
В **экономической группе** предпосылок можно выделить *рост потребления природного газа в странах Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР)* на 15% к 2030

году и на 24% к 2050 году (Таблица 1.3) [177]. Для российских арктических проектов это создает возможность переориентации экспортных потоков и обосновывает необходимость развития форм поставки, способных обеспечить снабжение азиатских рынков. Особое значение в данном контексте имеет китайский рынок, который рассматривается как один из наиболее емких и перспективных центров будущего спроса – рост на 30% к 2030 году (Рисунок 1.3). При сохранении соответствующей динамики российские компании получают возможность увеличить присутствие с текущих 9,8% на этом направлении, однако такая возможность напрямую зависит от способности адаптировать инфраструктуру и продуктовую структуру поставок к новым рыночным условиям (Таблица 1.4) [137, 138, 139].

Таблица 1.3 — Спрос на природный газ в мире по данным МЭА – исторические данные и прогноз по базовому сценарию

Регион	Исторические данные			Прогноз по базовому сценарию	
Год	2010	2021	2022	2030	2050
Мир	3326	4218	4159	4299	4173
Северная Америка	835	1108	1162	1107	781
в т.ч. США	678	881	930	868	551
Центральная и Южная Африка	147	160	156	169	178
в т.ч. Бразилия	29	42	32	33	35
Европа	695	627	544	468	299
в т.ч. Европейский Союз	446	413	358	305	160
Африка	106	174	170	202	277
Средняя Азия	395	570	585	686	849
Евразия	573	667	642	625	644
в т.ч. Россия	467	549	520	494	474
Азиатско-Тихоокеанский регион	575	911	900	1034	1119
в т.ч. Китай	110	369	369	458	452
в т.ч. Индия	64	64	60	107	169
в т.ч. Япония	95	98	97	66	44
Юго-Восточная Азия	150	162	158	191	254
Международные бункеры	-	-	-	8	26

Источник: составлено автором по материалам [177]



Источник: составлено автором по материалам [161, 164]

Рисунок 1.3 — Прогноз спроса на природный газ в Китае до 2030 года в млрд м³

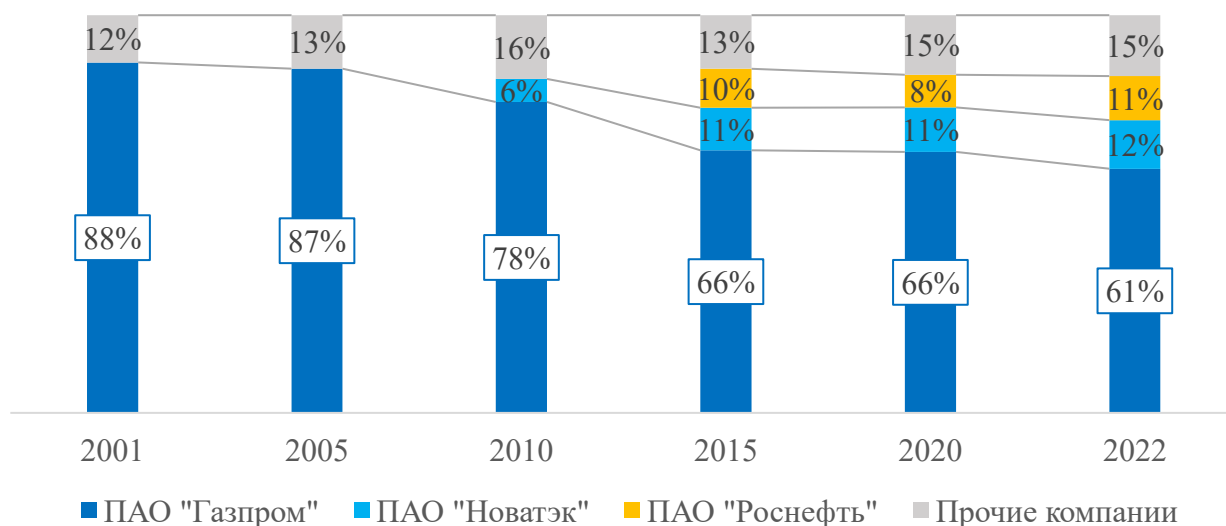
Таблица 1.4 — Структура импорта газа в Китай за 2021 год

Страна / регион	СПГ, млрд м³	Трубопроводный газ, млрд м³	Доля в структуре импорта, %	Всего газа, млрд м³	Потенциальные объемы для ребалансировки в пользу РФ ~72,7 млрд м³ (~44%)
Россия	6,2	10	9,8	16,2	
Австралия	43,6	0	26,4	43,6	
США	12,4	0	7,5	12,4	
Центр. и Юж. Америка	0,8	0	0,5	0,8	
Европа	0,4	0	0,3	0,4	
Оман	2,2	0	1,3	2,2	
Катар	12,3	0	7,5	12,3	
ОАЭ	1	0	0,6	1	
Африка	6,1	0	3,7	6,1	
Казахстан	0	5,9	3,6	5,9	
Узбекистан	0	4	2,6	4	
Туркменистан	0	31,5	19,1	31,5	
Прочие страны АТР	24,3	3,9	17,1	28,2	
Итого импорт газа	109,4	55,6	100	164,6	

Источник: составлено автором по материалам [161, 164]

Наличие уникальной ресурсной базы природного газа на рассматриваемой территории является основополагающей **экономической предпосылкой** для развития АЗРФ, как (Таблица 1.1) [29, 65, 121, 137, 138, 139].

Рост конкуренции на внутреннем газовом рынке РФ и стабильный долгосрочный внутренний спрос на газ выделяется как внутренняя экономическая предпосылка. В период 2001–2010 гг. ПАО «Газпром» по сути занимал монопольное положение, обеспечивая более 87% добычи природного газа РФ. В период с 2010 по 2022 годы наблюдалось постепенное снижение доли добычи природного газа ПАО «Газпром» среди производителей газа в Российской Федерации. Этот факт может быть частично объяснен усилением конкуренции со стороны других крупных компаний на российском энергетическом рынке, таких как ПАО «Новатэк» и ПАО «Роснефть», которые значительно увеличили свои объемы добычи газа за анализируемый период (Рисунок 1.4) [138].



Источник: составлено автором по материалам [21, 80, 81, 82, 123]

Рисунок 1.4 — Изменение доли добычи ПАО «Газпром» среди производителей газа РФ в период 2001-2022гг

Прогноз Международного Энергетического Агентства (МЭА) по спросу на природный газ на внутреннем рынке РФ остается стабильным в базовом сценарии на уровне ~500 млрд м³ в год на протяжении всего периода 2022–2050 гг. (Таблица 1.3) [137, 138, 139, 149].

Наличие в АЗРФ действующей инфраструктуры и реализованных крупных проектов в области добычи и переработки газа, которые в большей своей части

сформированы в районе полуостровов Ямал, Гыдан и Тазовский [130, 131, 137, 138, 139]:

1. ПАО «Газпром». Ведёт разработку ресурсной базы Бованенковского месторождения на северо-западе полуострова Ямал. Основной канал поставок – газопровод «Бованенково - Ухта» с выходом экспортные каналы «Ямал - Европа» и «Северный поток» [74]. На Тазовском полуострове исторически сформирован мощный газотранспортный хаб по разработке Ямбургского и близлежащих месторождений, где поставка газа осуществляется в газопровод «Уренгой – Помары – Ужгород».
2. ПАО «Новатэк». Ведёт разработку Южно-Тамбейской группы месторождений на северо-востоке полуострова Ямал (проект «Ямал СПГ») [83]. На высокой стадии готовности находится проект «Арктик СПГ-2» по разработке Утреннего месторождения на полуострове Гыдан [84]. Основной канал поставок природного газа для обоих проектов – производство сжиженного природного газа, морской транспорт танкерным флотом;
3. ПАО «Газпром нефть». Ведёт разработку Новопортовского месторождения в южной части полуострова Ямал. Основной канал поставок природного газа – газопровод «Новый порт – КС Ямбург» с выходом на экспортный канал «Уренгой – Помары - Ужгород» [92].

Активное развитие проектов СПГ и газохимии в РФ поддерживается Министерством энергетики РФ, которое отмечает необходимость развития СПГ-технологий и глубокой переработки газа. По итогам 2022 года компании произвели 22 млн т товарной продукции, к 2030 году ожидается увеличение данного показателя до 39 млн т [137, 138, 139, 178].

К социальным предпосылкам развития газодобывающего бизнеса в АЗРФ относится наличие региональной стратегии социально-экономического развития Ямало-Ненецкого автономного округа до 2035 года, согласно которой местное правительство демонстрирует высокую степень заинтересованности в развитии

региона, что обусловлено стратегической его важностью как одного из ключевых энергетических центров России. Данный тезис подкреплен принятием ряда государственных программ и инициатив, направленных на улучшение качества жизни населения, развитие инфраструктуры и поддержку местной экономики [8]. В частности, правительство региона активно взаимодействует с крупными нефтегазовыми компаниями для реализации социально значимых проектов, включая строительство жилья, медицинских учреждений и образовательных учреждений. Кроме того, особое внимание уделяется экологическим инициативам и программам по сохранению коренных народов Севера, что способствует устойчивому развитию региона. Власти ЯНАО понимают, что диверсификация экономики и инвестиции в социальную сферу являются ключевыми факторами долгосрочной стабильности и процветания округа, что подтверждается соответствующими пунктами в региональных стратегических документах и бюджетных решениях [107, 137, 138, 139].

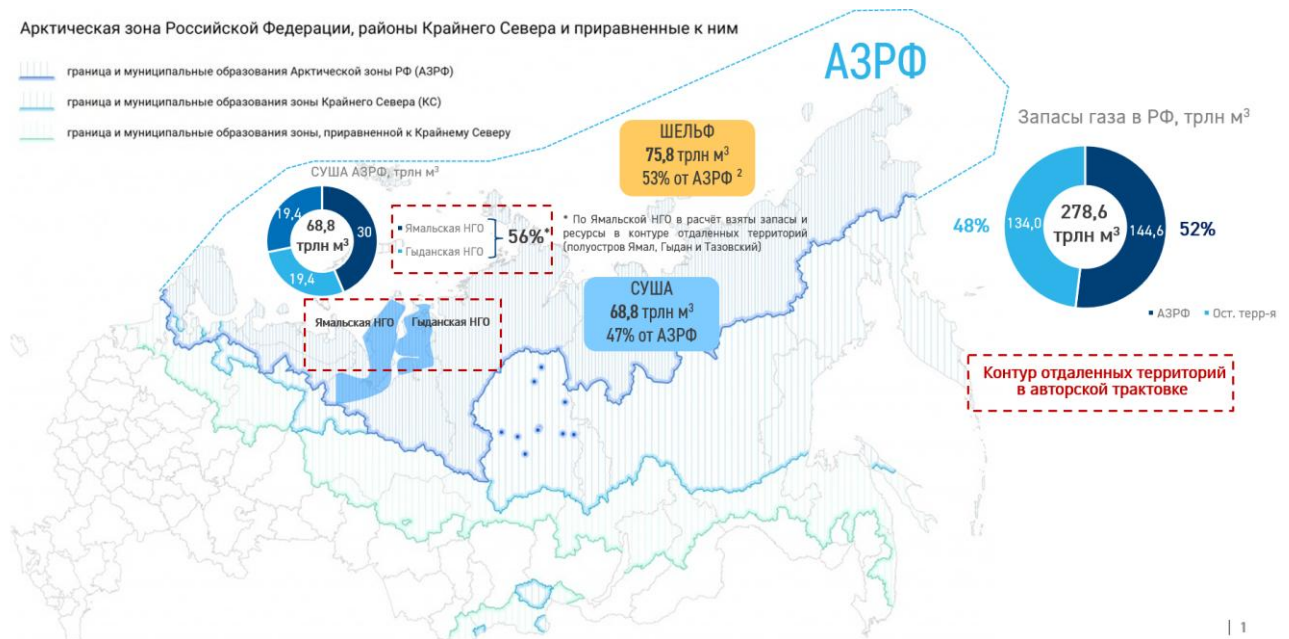
На основании выполненного анализа предпосылок развития газодобывающего бизнеса в АЗРФ (Таблица 1.2) автором диссертации предлагается собственная формулировка понятия **«отдаленные территории»** АЗРФ. Под **«отдалёнными территориями»** в настоящем исследовании понимается приоритетный географический периметр стратегического развития газодобывающего бизнеса АЗРФ, характеризующийся концентрацией значительной части ресурсной базы природного газа, наличием реализованных крупных инфраструктурных проектов, высокой капиталоемкостью ввода в разработку новых месторождений и повышенной чувствительностью к логистическим и внешнеэкономическим ограничениям [32]. В целях практического использования данного понятия в рамках настоящего исследования предлагается выделять соответствующий периметр по совокупности признаков идентификации, выведенных из результатов анализа сухопутной части АЗРФ. Систематизация указанных признаков представлена в таблице 1.5 [137, 138, 139].

Таблица 1.5 — Признаки идентификации авторского понятия «отдалённых территорий» АЗРФ

Признак идентификации	Содержание признака	Основание выделения в исследовании
1	2	3
Ресурсный	Концентрация основной части ресурсного потенциала природного газа сухопутной части АЗРФ: ~56% от общего объёма, включает часть Ямальской и Гыданской НГО – 38,8 трлн м ³ [29, 65].	Позволяет рассматривать данный периметр как ключевое пространственное ядро развития газодобывающего бизнеса в АЗРФ.
Инфраструктурный	Наличие реализованных крупных проектов и готовой инфраструктуры для дальнейшего развития газодобывающего бизнеса: проекты «Новый Порт» ПАО «Газпром нефть», «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ-2» ПАО «Новатэк», Бованенковский и Ямбургский проекты ПАО «Газпром» [18, 20, 22, 83, 84, 88].	Подтверждает не только ресурсную значимость территории, но и её фактическую вовлечённость в хозяйственное освоение.
Транспортно-логистический	Уникальное географическое положение и нахождение на пересечении перспективных транспортных каналов для углеводородного сырья [19, 91, 99]: - Трубопроводный транспорт в трёх европейских направлениях: «Ямал-Европа», «Северный-поток», «Уренгой-Помары-Ужгород» [19]. - В перспективе 2033 года планируется запуск перспективного газопровода в направлении стран АТР – «Сила Сибири 2» [102]. Близость к кратчайшему альтернативному морскому транспортному каналу в страны Запада и АТР – «Северный морской путь» [91]. - В перспективе 2027 года планируется запуск перспективного железнодорожного пути, соединяющего восточную и западную часть РФ – «Северный широтный ход» [73, 99].	Определяет вариативность стратегических решений по транспортировке, монетизации и диверсификации поставок природного газа.
Регионально-управленческий	Территориальная принадлежность к одному региону, обеспечивающая прямую преемственность стратегий развития и улучшающая коммуникацию с региональным уровнем власти – Ямало-Ненецкий автономный округ [107].	Обеспечивает управленческую и институциональную связанность стратегических решений на корпоративном и региональном уровнях.

Источник: составлено автором

Представленные в таблице 1.5 признаки позволяют использовать понятие «отдалённые территории» не только как качественную характеристику арктического пространства, но и как конкретизированный объект корпоративного стратегического анализа. В рамках настоящего исследования данный периметр охватывает территории полуостровов Ямал, Гыдан и Тазовский (Рисунок 1.5).



Источник: составлено автором по материалам [29, 65, 91]

Рисунок 1.5 — Пространственный периметр авторского понятия «отдалённые территории» АЗРФ

Проведенный автором в диссертационном исследовании анализ предпосылок развития газодобывающего бизнеса АЗРФ показал, что потенциал развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ определяется не только масштабом ресурсной базы, но и условиями ее хозяйственного вовлечения. Для арктических территорий решающими становятся пространственная локализация запасов, доступность инфраструктуры и возможность включения месторождений в экономически устойчивые схемы монетизации газа.

1.2 Теория и практика стратегического планирования развития газодобывающего бизнеса в условиях арктической специфики

Современная теория стратегического планирования продолжает развиваться, однако ее универсальные положения не могут автоматически переноситься на газодобывающий бизнес отдаленных территорий АЗРФ (Таблица 1.6). В данном случае при формировании стратегий развития добывающих компаний необходимо одновременно учитывать пространственную удаленность объектов, инфраструктурные ограничения, вынужденную трансформацию рынков под давлением санкций и зависимость выбора стратегических альтернатив от доступных каналов поставок и монетизации газа [140].

Таблица 1.6 — Основные традиционные теории стратегического планирования

Авторы	Научный вклад в процессы стратегического планирования
1	2
А. А. Томпсон, А. Дж. Стрикленд	Четыре уровня стратегий для диверсифицированной компании: корпоративная, деловая, функциональная, операционная [199, 201, 112].
П. Друкер	Стратегия «Целенаправленный оппортунизм» - планирование неразрывно связано с научным управлением: традиционный, переходный, трансформационный этапы бизнеса [157, 158, 40, 41, 159].
К. Эндрюс	Модель выравнивания (SAM): стратегическое соответствие, функциональная интеграция; Виды стратегий по SWOT-анализу: сильные стороны, слабые стороны, возможности, угрозы [146].
Р. Каплан, Д. Нортон	Система сбалансированных показателей (BSC) перевод долгосрочных целей компании в конкретные проекты и анализ итогов с применением KPI (ключевого показателя эффективности) по разделам: финансы, клиенты, бизнес-процессы и обучение, развитие [181].
И. Ансофф	4 вида стратегии: проникновение на рынок, развитие рынка, развитие продукта, связанная и несвязанная диверсификация [148, 152, 149, 4, 5, 151, 150].
М. Портер	Стратегия конкурентного развития: структурированный подход к изучению конкурентного поведения компании (позиционирования в отрасли): лидерство в минимизации издержек – широкий сегмент, дифференциация – широкий сегмент, фокусирование на издержках – узкий сегмент, фокусирование на дифференциации – узкий сегмент [194, 193, 195].
Ф. Агилар	Определение направления стратегического развития на основе PEST-анализа: прогнозирование динамики развития факторов внешней среды, влияющих на деятельность компании: политические, экономические, социально-культурные, научно-технологические факторы [145].
К. Прахалад, Г. Хамел	Концепция стратегического намерения: отражает видение компании и создает импульс, который она будет использовать для достижения желаемых целей: Ключевая компетенция, Базовая функциональность, Стратегическая архитектура [174].

Продолжение таблицы 1.6

1	2
Г. Минцберг	Стратегия пяти «Р»: план (plan), уловка (ploy), шаблон (pattern), позиция (position), перспектива (perspective) [68, 188].
Р. Грант	Ресурсный подход: пятиэтапная процедура формулирования стратегии - ресурсы и возможности являются основой стратегии компании: ресурсы, возможности, конкурентное преимущество, стратегия пробелы [168, 169, 30, 170, 171].
С. Уинтер, Р. Нельсон	Концепция динамических возможностей Эволюция и рутина [190].
Ч. Ким, Р. Моборн	Стратегия голубого океана (BOS) - компания находит или создает новую нишу, что исключает наличие конкуренции: стратегическая канва, схема четырех действий, инновация ценностей [183]
Р. Румельт	Стратегия корпоративной диверсификации - стратегический рычаг [95, 196]

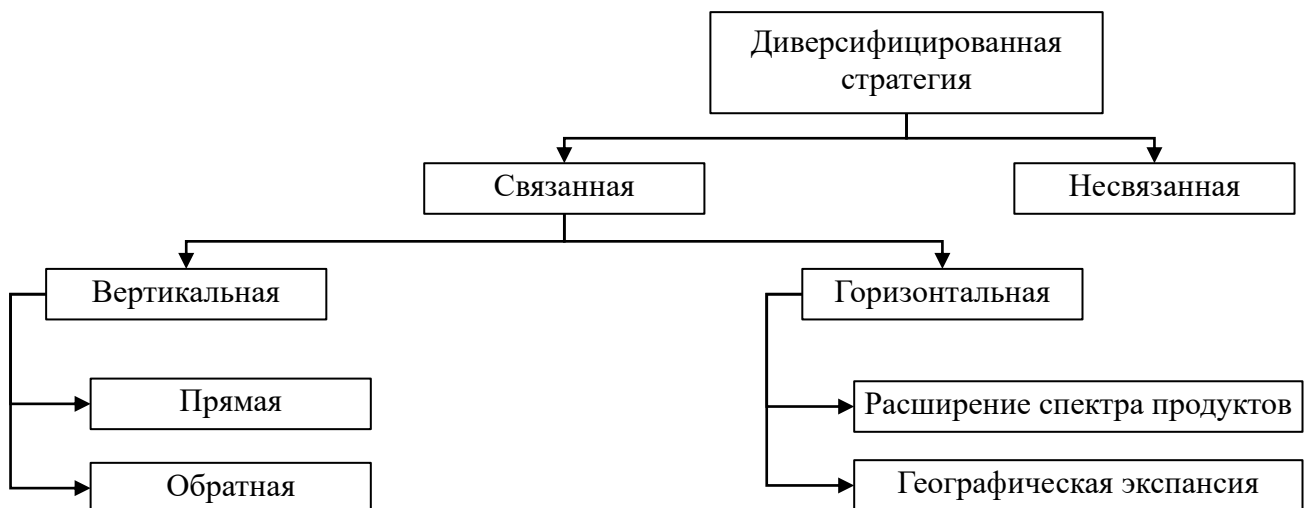
Источник: составлено автором

Обобщение теоретических подходов, выполненное автором диссертационного исследования, показывает, что эволюция теории стратегического планирования прошла путь от нормативных моделей выбора к более гибким концепциям, учитывающим ресурсы компании, неопределенность внешней среды и логику конкурентного позиционирования. Однако для газодобывающего бизнеса, осуществляющего деятельность в АЗРФ, ценность данных подходов может быть использована только после их отраслевой адаптации, когда в систему стратегического анализа включаются ограничения инфраструктуры, климатические риски и трансформация экспортной конъюнктуры [2, 140, 144].

Особое место в рассматриваемой теоретической области занимает диверсификация, поскольку именно данный подход позволяет связать долгосрочную устойчивость компании с расширением вариантов ее хозяйственного развития. **Диверсификацией** является направление стратегического развития компании, при котором расширение продуктовой, технологической или рыночной базы используется для снижения зависимости от одного источника дохода. Ее экономический смысл состоит не только в распределении рисков, но и в создании дополнительных механизмов устойчивости в условиях нестабильности внешней среды [95]. В научной литературе диверсификация обычно раскрывается через несколько направлений расширения бизнеса. Одни из них предполагают **развитие смежных продуктов** и рынков, другие — включение **дополнительных стадий цепочки** создания стоимости, третьи — выход в **несвязанные сферы**

деятельности. Для газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ наибольший практический интерес представляют первые два варианта, поскольку именно они позволяют использовать уже сформированную ресурсную и инфраструктурную основу предприятий [153, 156, 194]. Исследованиями в области диверсифицированных корпоративных стратегий занимались такие известные учёные, как И. Ансофф [5, 152], Р. Румельт [196], К. Эндрюс [146], Р. Грант [30], С. Уинтер, Р. Нельсон [190], К. Уорен [203]. Кроме того, отдельно следует выделить работы Г. Марковица. Несмотря на то, что его основной вклад касается теории портфеля и инвестиций, принципы диверсификации, разработанные Марковицем, применимы и в контексте корпоративной стратегии для управления рисками во многих отраслях экономики [140, 187].

Для целей дальнейшего анализа целесообразно использовать укрупненную классификацию стратегий диверсификации, позволяющую связать теоретические подходы с прикладными решениями для газодобывающей компании. Подобный подход позволяет перейти от общего описания видов диверсификации к их оценке с позиции ресурсной обеспеченности, доступной инфраструктуры и рыночной реализуемости. (Рисунок 1.6) [63, 140].



Источник: составлено автором по материалам [63]

Рисунок 1.6 — Виды диверсифицированных стратегий

Связанная диверсификация предполагает развитие направлений, которые опираются на уже имеющиеся у компании компетенции, производственные связи

или инфраструктурные ресурсы. В арктических условиях именно данный вариант обычно выглядит наиболее экономически целесообразным, поскольку снижает объем дополнительных инвестиций и повышает вероятность использования существующих логистических и технологических решений. **Вертикальное направление диверсификации** связано с расширением участия компании в последовательных стадиях создания стоимости — от добычи до переработки, транспортировки или конечной реализации продукции. Преимущество такого подхода состоит в том, что он позволяет не только перераспределять доходность между этапами цепочки, но и снижать чувствительность бизнеса к ограничениям отдельных каналов сбыта. **Несвязанная диверсификация** теоретически расширяет пространство стратегического выбора, однако для капиталоемкого газодобывающего бизнеса в АЗРФ она имеет более ограниченную применимость. Высокая стоимость входа в новые сферы и необходимость удерживать устойчивость традиционного добычного бизнеса делают приоритетными решения, которые имеют понятную ресурсную или инфраструктурную связь с основной деятельностью [140].

Стратегическое планирование в газодобывающем бизнесе на международном уровне подвергается постоянным трансформациям, обусловленным как изменениями в геополитической обстановке, так и развитием новых технологий и источников энергии [204]. Становление и эволюция стратегического планирования в различных странах существенно разнятся в зависимости от их энергетической политики, экономических условий и ресурсного потенциала [211]. Исторически стратегическое планирование в газодобывающей отрасли начало формироваться в середине XX века, когда крупные нефтяные компании стали осознавать значимость газа как альтернативного источника энергии. Разработка долгосрочных планов стала необходимой для обеспечения энергетической безопасности и оптимизации инвестиций в разведку и эксплуатацию месторождений [211]. На сегодняшний день стратегическое планирование включает анализ макроэкономических тенденций, оценку рисков, разработку сценариев и моделирование рыночной динамики [182].

Ведущие мировые газодобывающие компании, такие как British Petroleum, ExxonMobil, Shell, TotalEnergies, применяют комплексные стратегические инструменты для прогнозирования спроса и ценообразования на газ, а также для планирования своих операций [140, 147].

Исследования в области стратегии развития газодобывающего бизнеса часто проводятся не отдельными учеными, а исследовательскими институтами, независимыми консалтинговыми компаниями и признанными специалистами внутри самой отрасли. Тем не менее, можно выделить некоторых ключевых экспертов, чьи работы имеют отношение к стратегическому планированию и развитию в газодобывающем бизнесе: Д. Ергин, М. Экономидес, Э. Джафее, Ф. Бироль и др. (Таблица 1.7). В последние годы в публичном доступе появились отчёты, посвященные исследованиям рынка природного газа и стратегии развития газодобывающей отрасли в целом международных организаций и институтов, крупных газодобывающих компаний и независимых коммерческих аналитических агентств, которые в основном дают понимание текущего и прогнозного состояния газодобывающего бизнеса (Таблица 1.7) [140].

Таблица 1.7 — Основная информационная база международных стратегических исследований в области развития газодобывающего бизнеса

Эксперты	Основные работы	Область исследований
1	2	3
Даниель Ергин (Daniel Yergin)	The Prize: The Epic Quest for Oil, Money, and Power" (1991) [206]; "The Quest: Energy, Security, and the Remaking of the Modern World" (2011) [207]	Анализ энергетической политики, рынков и их влияния на мировую экономику и геополитику.
Эми Джаффе (Amy Myers Jaffe)	"The Geopolitics of Natural Gas" (2013) [180].	Вопросы энергетической безопасности, рынков нефти и природного газа, а также влияние новых технологий на энергетический сектор.
Майкл Экономидес (Michael Economides)	"The Color of Oil: The History, the Money and the Politics of the World's Biggest Business" (2000) [160].	Технологии добычи углеводородов и стратегиям развития нефтегазового бизнеса.

Продолжение таблицы 1.7

1	2	3
Международные институты и организации	Периодические отчёты: Форум экспортеров газа - Gas Exporting Countries Forum (GECF) [164]; U.S. Energy Information Administration (EIA) [202]; Международное энергетическое агентство (МЭА) - International Energy Agency (IEA) [176]; Организация стран-экспортеров нефти (ОПЕК); Мировой энергетический совет (World Energy Council); Институт энергетики и финансов (IEEFA); Институт энергетики при Университете Райса (Baker Institute).	Анализ рынков природного газа, стратегий компаний и политики правительств
Независимые аналитические агентства	Периодические отчёты: Wood Mackenzie; VYGON Consulting	Анализ рынков природного газа, стратегий компаний и политики правительств
Крупные международные газодобывающие компании	Периодические отчёты: CNPC; British Petroleum [161]; ExxonMobil [211]; Shell [147]; TotalEnergies.	Анализ рынков природного газа и новых мировых трендов в области потребления газа, разработка корпоративной стратегии компании.

Источник: составлено автором

Все вышеуказанные исследования фокусируются на общих аспектах развития энергетического комплекса или его отдельных отраслей в мировом или страновом масштабе. Информация из данных работ может быть использована в процессе разработки корпоративных стратегий, а именно при выполнении анализа внешней среды и выявлении основных мировых и страновых трендов в газодобывающем бизнесе, но в то же время не предлагается никаких системных методических подходов для разработки корпоративных стратегий газодобывающих компаний [140].

Инновации и технологический прогресс играют ключевую роль в стратегическом планировании в наукоемкой газодобывающей отрасли. Развитие нетрадиционных источников газа (сланцевый газ) и новых методов его добычи (гидравлический разрыв пласта и горизонтальное бурение), оказали значительное влияние на мировые энергетические процессы [211]. Данные изменения требуют пересмотра стратегий компаний и адаптации к новым экологическим стандартам и динамично изменяющимся требованиям регуляторной политики каждого

отдельного государства, на территории которого данные компании ведут свою деятельность [144]. Международные соглашения по климату (Парижское соглашение 2015 года) оказывают существенное воздействие на стратегии компаний в газодобывающей отрасли. Стремление к сокращению выбросов парниковых газов приводит к необходимости инвестирования в чистые технологии и разработку новых бизнес-моделей [140, 144]. В современной газовой промышленности активно внедряются новейшие технологические решения, направленные на повышение эффективности разработки месторождений, снижение экологического воздействия и оптимизацию затрат. Применение инновационных подходов и технологий в газодобыче обусловлено стремлением компаний увеличить конкурентоспособность и соответствовать растущим требованиям экологической безопасности и устойчивого развития. В настоящий момент в газодобывающем бизнесе используют в основном следующие новые технологии [140]:

1. Строительство многозабойных скважин, позволяющих осуществлять добычу из нескольких пластов одновременно. Технологическое решение снижает количество скважин, необходимых для разработки месторождений и уменьшает экологический ущерб от деятельности газодобывающих компаний [140].
2. Разработка морских месторождений с использованием плавучих буровых установок (ПБУ), которые расширяют возможности освоения шельфовых месторождений, позволяя проводить бурение на больших глубинах и в отдаленных районах [140].
3. Применение цифровых технологий и автоматизация, включая системы мониторинга, анализа данных и автоматизированного управления скважинами, что способствует оптимизации процессов, повышению безопасности и снижению рисков [140].

4. Технологии повышения нефтегазоотдачи (ПНГО): химические и термические методы, направленные на увеличение коэффициента извлечения газа [140].
5. Экологически чистые технологии, такие как использование газа в высокоэффективных установках или в качестве сырья для химической промышленности, развитие и внедрение которых направлено на сокращение выбросов парниковых газов [140,189].
6. Роботизация и беспилотные технологии, применение которых при ремонтных работах на скважинах и для мониторинга состояния инфраструктуры и обнаружения утечек, способствует повышению безопасности и снижению затрат на обслуживание (персонал) [140].

Стратегическое планирование в газодобывающей отрасли Советского Союза имело свои особенности, обусловленные централизованной плановой экономикой. В рамках основного инструмента планирования (пятилеток) определялись приоритеты развития отрасли, объемы добычи газа, инвестиции в разведку и инфраструктуру. Важной вехой стало создание Министерства газовой промышленности СССР в 1965 году, что способствовало более целенаправленному и систематизированному подходу к развитию отрасли [140, 173].

После распада Советского Союза в начале 1990-х годов произошли значительные изменения в экономической системе России, что повлияло на стратегическое планирование в газодобывающей отрасли, которая столкнулась с необходимостью перестройки и приватизации. Приватизация и либерализация рынка привели к формированию новых корпоративных структур и изменению роли государства в управлении. В это время процесс стратегического планирования в газовой отрасли был связан с определением направлений развития, созданием конкурентоспособных структур и привлечением инвестиций. Одним из ключевых событий этого периода было создание «Газпрома» в 1993 году и его преобразование в акционерное общество [140].

В начале 2000-х годов **газовая отрасль России** стала активно развивать свои международные стратегии. Это было связано с растущим спросом на газ в мировом масштабе и возможностью увеличения экспорта. В рамках стратегического планирования были разработаны проекты по строительству газопроводов, таких как «Северный поток» и «Южный поток», а также заключены долгосрочные контракты с различными странами на поставку газа. Таким образом, в 2000-х годах государство вновь начало усиливать свое присутствие в отрасли, что отразилось на стратегии развития крупнейших газодобывающих компаний, включая ПАО «Газпром». До 2010-х годов ПАО «Газпром» бесспорно удерживало позицию лидера на рынке природного газа Российской Федерации, обеспечивая контроль над ключевыми сегментами отрасли, включая добычу, транспортировку и экспорт газа. Монопольное положение компании позволяло ей формировать стратегические направления развития газовой индустрии страны в целом. Стратегия «Газпрома» выступала в качестве основополагающего документа, определяющего траекторию эволюции всей газовой отрасли РФ, и в значительной степени предопределяла макроэкономические параметры энергетического сектора, национальную энергетическую безопасность и внешнеэкономическую политику в области энергетического экспорта [140].

В контексте данного диссертационного исследования следует выделить следующие основные организации, занимавшиеся и продолжающие заниматься стратегией развития газовой отрасли в советский и российский периоды [140]:

1. Министерство газовой промышленности СССР – ключевой орган государственного управления, осуществлявший регулирование и координацию деятельности всех предприятий газовой отрасли в период существования Советского Союза.
2. Федеральное агентство по энергетике (Росэнерго) – государственный орган, ответственный за формулирование политики и стратегического планирования в сфере энергетики, включая газовую промышленность, после распада СССР.

3. ПАО «Газпром» – акционерное общество, образованное в 1989 году на базе Министерства газовой промышленности СССР, ставшее крупнейшим производителем природного газа в России и мире, играющее ведущую роль в стратегическом планировании развития отрасли.
4. Министерство энергетики Российской Федерации – орган исполнительной власти, образованный в 2008 году, занимающийся регулированием и формированием стратегии развития энергетического комплекса России, в том числе газовой отрасли.
5. Независимые нефтегазовые компании РФ – такие как ПАО «Новатэк», ПАО «Лукойл», ПАО «Роснефть» и другие крупные компании, которые также принимают активное участие в стратегическом планировании развития отечественной газовой отрасли на основе своих корпоративных стратегий.
6. Научно-исследовательские институты и аналитические центры – организации, проводящие исследования и анализ рынка энергоресурсов, формирующие предложения по стратегическому планированию отрасли.

Такие ученые и эксперты, как А.А. Конопляник, Н.В. Черский [15], А.А. Макаров [1], И.М. Губкин [15], Н.К. Байбаков [72], А.Д. Кот [58], В.А. Кокшаров [57], А.П. Дзюба [37], Ж.К. Галиев [23], К.Х. Каримов [52], Бражник М.В. [16], А. М. Фадеев, А. Е. Череповицын, Ф. Д. Ларичкин [62, 122], Н.И. Сасаев [96], А.Г. Казанин [48] внесли существенный вклад в эволюцию процессов стратегического планирования советской и российской газовой отрасли, однако их научная деятельность в основном была ориентирована на технологическое развитие и масштаб на уровне отрасли или государства [140].

В современной России стратегическое планирование в газодобывающей отрасли сталкивается с рядом вызовов, среди которых глобализация рынков, изменение энергетической политики стран-импортеров, ужесточение экологических норм и развитие альтернативных источников энергии. Важным аспектом является также необходимость технологического обновления для

повышения эффективности добычи и транспортировки газа. В последние годы в газовой отрасли России все больше внимания уделяется устойчивому развитию и экологической ответственности. В рамках стратегического планирования разрабатываются меры по снижению выбросов парниковых газов, повышению энергоэффективности и развитию альтернативных источников энергии. Для анализа стратегии развития газодобывающей отрасли России необходимо рассматривать ключевые стратегические документы, такие как «Стратегия энергетической безопасности РФ на период до 2050 года» [141] и программы развития ПАО «Газпром». Эти документы отражают приоритеты государства и крупнейших компаний в области увеличения добычи газа, модернизации инфраструктуры и расширения экспортных возможностей. Однако они сфокусированы на деятельности государственного и отраслевого масштаба и в недостаточной степени затрагивают особенности АЗРФ [140].

Если рассматривать вопрос контекста Арктической зоны РФ, то для реализации приоритетных федеральных целей в данном регионе в 2020 году утверждена стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года. Отдельное внимание уделено значению Арктической зоны в социально-экономическом развитии Российской Федерации и газодобывающей отрасли в частности [119]. Согласно документу, выполнение основных задач в сфере экономического развития нефтегазовой отрасли обеспечивается за счет реализации определенных мер и создания необходимых условий для развития газодобывающего бизнеса в конкретных регионах и по специальным отраслевым направлениям. На федеральном уровне предусмотрены ключевые меры поддержки газодобывающего бизнеса, а более частные вопросы рассматриваются на региональном уровне: к примеру, в региональной стратегии социально-экономического развития Ямало-Ненецкого автономного округа до 2035 года, согласно которой региональное правительство демонстрирует высокую степень заинтересованности в развитии

курируемых территорий, что обусловлено стратегической важностью региона как одного из ключевых энергетических центров России [8, 107, 140].

На государственном уровне уделяется достаточно внимания развитию газодобывающего бизнеса в АЗРФ, для чего уже наработан большой теоретический и практический инструментарий для каскадного взаимодействия по цепочке: **«федеральный уровень» - «отраслевой уровень» - «региональный уровень»**. Однако, процесс стратегического планирования на **корпоративном уровне** в газодобывающих компаниях обладает универсальными отраслевыми характеристиками для всех регионов присутствия организаций и не в полной мере может учесть уникальность географического положения и ресурсной базы Арктической зоны РФ. Кроме того, остается недостаточно освещенной в научной и прикладной литературе методология каскадирования стратегических направлений развития отдельных регионов до уровня корпоративной стратегии компании **по цепочке взаимодействия «отраслевой уровень» - «региональный уровень» - «корпоративный уровень»** [140].

Таким образом, на основании комплексирования изученных автором диссертации различных соглашений, документов и утвержденных стратегий, которые оказывают непосредственное или опосредованное влияние на процесс формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ, сформирована единая многоуровневая схема (Рисунок 1.7).



Источник: составлено автором

Рисунок 1.7 — Многоуровневая схема основополагающих документов, оказывающих влияние на корпоративное стратегическое планирование развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ

Российские газодобывающие компании постоянно вынуждены подстраиваться под изменяющиеся условия геополитической ситуации, применяя новые подходы к формированию своей стратегии развития, поэтому лучшей стратегией для дальнейшего развития газодобывающего бизнеса представляется **диверсификация**, благодаря которой компания сможет создавать новые источники дохода, возможности и перспективы, чтобы лучше реагировать на любые новые вызовы, которые предоставляет освоение отдаленных территорий АЗРФ. Для газодобывающих компаний РФ, учитывая текущий геополитический контекст и изменения на мировых энергетических рынках, по мнению автора наиболее подходящей может быть комбинация следующих стратегий диверсификации [140]:

1. Стратегия горизонтальной диверсификации: Развитие новых направлений, таких как сжиженный природный газ (СПГ), продукты газохимии и альтернативные товары, может помочь снизить зависимость от традиционных экспортных рынков за счёт географической экспансии (к примеру - в страны Азиатско-Тихоокеанского региона) и риски, связанные с геополитикой.
2. Стратегия вертикальной интеграции: Укрепление контроля над всей цепочкой создания стоимости от добычи до поставок конечным потребителям позволит увеличить эффективность и прибыльность бизнеса (к примеру – использование собственного танкерного флота для морской транспортировки продукции или строительство собственных приёмных терминалов СПГ у потребителя).

Данные виды стратегии диверсификации позволят адаптироваться к меняющимся условиям мирового рынка и активно использовать возможности для дальнейшего роста и развития, и представляют собой оптимальный подход по ряду ключевых критериев, установленных автором диссертационного исследования (Таблица 1.8) [140].

Таблица 1.8 — Ключевые факторы применения стратегий диверсификации для развития газодобывающих компаний, ведущих деятельность на отдаленных территориях АЗРФ

Факторы	Характеристика фактора
1	2
Снижение рисков	Арктические регионы характеризуются высоким уровнем экологических, технологических и политических рисков. Диверсификация позволяет распределить эти риски через различные направления деятельности.
Стабилизация доходов	Волатильность цен на нефть и газ напрямую влияет на доходы компаний. Расширение портфеля деятельности способствует стабилизации доходов за счет компенсации колебаний цен в одном сегменте за счет прибыли из других сегментов.
Адаптация к изменениям рынка	Энергетический переход и усиление требований к экологической устойчивости требуют от компаний гибкости и способности адаптироваться к новым условиям рынка. Диверсификация в направлении альтернативных продуктов (источников энергии) и развитие новых технологий увеличивает конкурентоспособность компаний.

Продолжение таблицы 1.8

1	2
Развитие инноваций	Инвестиции в исследования и разработку новых технологий, включая экологически чистые способы добычи, переработки и транспортировки углеводородов, способствуют повышению эффективности и снижению экологического воздействия.
Расширение географии деятельности	Вхождение в проекты за пределами арктических регионов позволяет не только снизить зависимость от одного региона, но и использовать опыт работы в экстремальных условиях для освоения новых территорий.
Укрепление социальной ответственности	Разработка проектов, направленных на поддержку коренного населения и сохранение окружающей среды, способствует формированию положительного имиджа компании и укреплению ее социальной ответственности.

Источник: составлено автором

Большинство из рассмотренных автором существующих научных работ анализируют процесс стратегического планирования в общем подходе и при рассмотрении аспектов развития энергетического комплекса или его отдельных отраслей не учитывают специфику выбора стратегии для газодобывающих компаний (корпоративный уровень), ведущих деятельность на отдаленных территориях в условиях высокого уровня неопределённостей рыночного и нерыночного характера. Проблематика применимости рассмотренных теоретических концепций обусловлена целым рядом факторов (Таблица 1.9) [140].

Таблица 1.9 — Ограничивающие факторы применимости существующих теоретических и практических концепций стратегического планирования для отдаленных территорий АЗРФ

Фактор	Характеристика фактора
Нерыночные ограничения	Логистические и инфраструктурные, государственное регулирование, санкции, политические риски.
Экстремальные экологические и климатические условия Арктики	Требуется особый подход к разработке инфраструктуры, логистике и обеспечению безопасности.
Высокая степень неопределенности	Волатильность мировых цен на энергоносители, изменение политической конъюнктуры и технологические инновации влекут за собой необходимость постоянной адаптации стратегий и наличие возможности быстрого пересмотра принятых решений
Сложность взаимодействия с коренными народами и экологическими организациями	Особенности социальной ответственности и устойчивого развития в Арктике требуют от газодобывающих компаний учета интересов коренных народов и соблюдения строгих экологических стандартов.

Источник: составлено автором

Обобщение теоретических подходов показало ограниченность прямого переноса традиционных моделей стратегического менеджмента в практику газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ. Их применение требует специальной адаптации к арктической среде, где капиталоемкость проектов, инфраструктурная разобщенность и институциональные ограничения выступают определяющими параметрами стратегического выбора [140].

Таким образом, существующие подходы к стратегическому управлению и стратегическому планированию формируют теоретическую основу исследования, однако не обеспечивают в полной мере комплексного и согласованного учёта ресурсной базы, инфраструктурных ограничений, рыночной конъюнктуры и высокой внешнеэкономической неопределённости применительно к газодобывающему бизнесу на отдалённых территориях АЗРФ.

1.3 Концептуальная модель формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях

Для обоснования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ требуется не набор разрозненных аналитических процедур, а целостная логика, объединяющая исходные условия, этапы выбора и механизмы практической реализации решений. В диссертационном исследовании автором предлагается **концептуальная модель** формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях АЗРФ, основанная на системном подходе и обеспечивающая взаимосвязь стратегического анализа ресурсной базы, инфраструктурных условий, альтернатив развития и механизмов их реализации в условиях высокой внешнеэкономической неопределённости [32]. Концептуальная модель включает четыре взаимосвязанных блока: стратегический анализ ресурсной базы и внешней среды; оценку инфраструктурных условий; формирование и сравнение стратегических альтернатив; определение механизмов реализации, мониторинга и корректировки стратегии.

Широкий круг вопросов формирования стратегии развития бизнеса (стратегирование) рассмотрен как зарубежными исследователями, так и

отечественными учеными. Концепция "стратегирования" ("strategizing»), впервые предложенная лауреатом Нобелевской премии по экономическому управлению Оливером Уильямсоном, изначально интерпретировалась как стратегическое планирование [208]. Тем не менее, в англоязычной академической среде данный термин охватывает более обширное понятие, включая в себя все аспекты, связанные с процессом разработки и реализации стратегии. В настоящее время понятие "стратегирование" трансформируется в устоявшуюся научную категорию, которая используется для анализа и понимания комплексных экономических систем, и представляет собой ценный инструментарий для выработки решений, способствующих созданию оптимальных условий для долгосрочного развития на основе стратегических приоритетов [4, 59, 114].

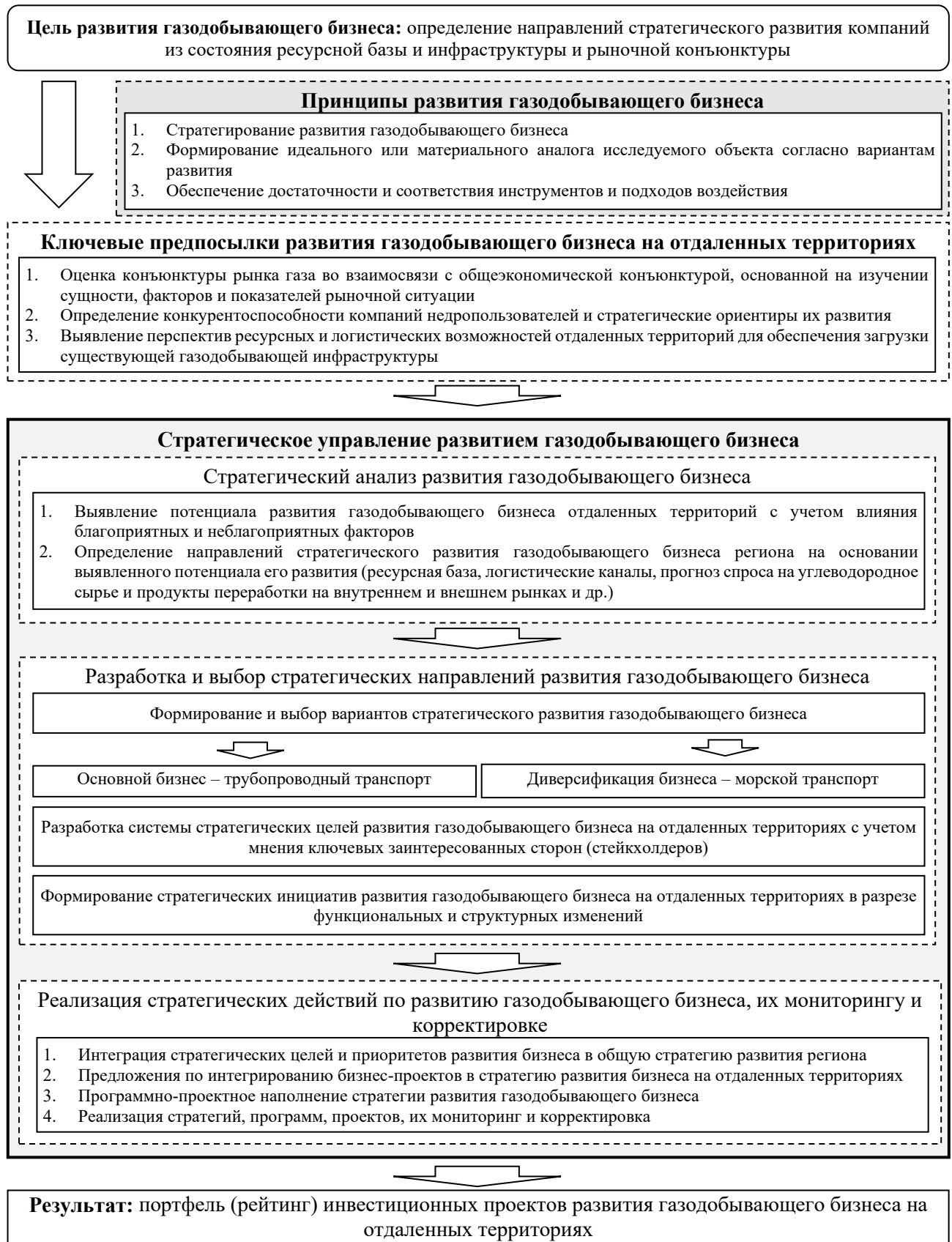
Одним из методов, позволяющих исследовать и познать процессы, является моделирование. Метод построения моделей широко используется в экономике как на макро-, так и на мезо- и микроуровне. Моделирование – это метод исследования изучаемого объекта на основе построения его модели и изучения свойств, связей и отношений, т. е. создание модели (копии) объекта изучения с целью его исследования. Экономическое моделирование – создание моделей, которые отображают различные стороны экономической деятельности, создание своего рода аналогов, которые воспроизводят различные аспекты хозяйственной активности субъектов путем конструирования. Представленная концептуальная модель формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса полностью соответствует предъявляемым к результатам исследования требованиям [114]:

- Достаточно полно отражает особенности и сущность исследуемого объекта, представленного отдаленными территориями АЗРФ, которые являются динамично-развивающейся социально-экономической структурой, в которой ведут свою деятельность газодобывающие предприятия;

- Представляет объект в упрощенной форме с допустимой степенью погрешности для достижения цели данного вида исследования в контексте стратегического управления развитием ресурсно-инфраструктурной базы региона;

- Предоставляет возможность перехода от модельных данных к фактическим, что отражено в правилах построения модели в условиях складывающейся рыночной конъюнктуры [113].

В данном исследовании метод моделирования эффективно дополняется эвристическими подходами генерации вариантов решения проблем, поиска вариантов целей и критериев на основе естественной человеческой способности к инновационному мышлению. Такой подход приводит к удачному сочетанию неформализованных методов с количественными аналитическими для оценки исследуемых явлений [115]. Предлагаемая концептуальная модель отражает не только последовательность управленческих действий, но и логику перехода от исходных предпосылок к итоговому портфелю стратегических решений. Ее прикладная ценность состоит в том, что она позволяет рассматривать стратегию как результат согласования ресурсных, инфраструктурных и рыночных параметров, а не как изолированный выбор одного варианта развития (Рисунок 1.8) [114].



Источник: составлено автором

Рисунок 1.8 — Концептуальная модель формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях

Целевой ориентир развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ заключается в выявлении реальных границ и возможностей стратегического выбора компании в конкретный момент принятия решения. Иными словами, стратегия должна формироваться не абстрактно, а исходя из фактического состояния ресурсной базы, доступной инфраструктуры, рыночных перспектив и институциональных ограничений, влияющих на дальнейшую траекторию бизнеса. В основе модели должны лежать не отдельные декларативные установки, а совокупность принципов, обеспечивающих применимость стратегии в условиях высокой неопределенности. К таким **принципам** относятся долгосрочная направленность решений, сочетание устойчивости и адаптивности, согласованность стратегических целей с программами реализации, практическая осуществимость выбранных мер и возможность корректировки стратегии по мере изменения внешних условий. Следовательно, принципы концептуальной модели выполняют не формальную, а инструментальную функцию: они задают требования к качеству стратегического выбора и позволяют удерживать баланс между масштабом целей и реальными возможностями их достижения. Это особенно важно для арктических проектов, где цена ошибочного решения существенно выше, чем в более благоприятных территориальных условиях (Рисунок 1.8) [59, 114]:

1. Первый принцип связан с необходимостью стратегирования развития, то есть с переходом от ситуативного реагирования к долгосрочному проектированию будущего состояния бизнеса. Его содержание состоит в формулировании стратегической цели и таких направлений развития, которые обеспечивают компании возможность сохранять устойчивость при изменении структуры спроса, логистики и экспортных ограничений.
2. Второй принцип предполагает формирование модели исследуемого объекта или его перспективного состояния, что позволяет заранее проверять управленческие гипотезы и оценивать последствия различных вариантов развития. Для стратегического планирования это означает

переход от описания текущей ситуации к проектированию будущих конфигураций бизнеса, инфраструктуры и каналов сбыта.

3. Третий принцип состоит в обеспечении адекватности используемого инструментария характеру решаемых задач. Стратегические методы, применяемые к газодобывающему бизнесу на отдаленных территориях АЗРФ, должны соответствовать масштабу капиталоемкости проектов, пространственной разобщенности объектов и необходимости учитывать одновременно экономические, логистические и институциональные факторы.

Предлагаемая модель дает возможность выстроить процесс формирования стратегии как последовательность взаимосвязанных действий. Сначала фиксируются ключевые предпосылки развития, затем оцениваются внешние и внутренние условия функционирования бизнеса, после чего формируется набор допустимых стратегических альтернатив и определяется механизм реализации выбранного направления [114].

Обоснование стратегии, по авторскому мнению, должно начинаться с выявления тех предпосылок, которые реально формируют пространство выбора для компании. К ним относятся состояние и перспективы рынка газа, конкурентные позиции недропользователей, ресурсный потенциал территории, логистическая обеспеченность и возможность эффективного использования существующей инфраструктуры. Процесс формирования стратегии целесообразно структурировать в виде трех взаимосвязанных этапов. Первый этап охватывает стратегический анализ, второй — разработку и сравнительный отбор направлений развития, третий — реализацию стратегических действий и контроль их эффективности (Рисунок 1.8). Такая композиция делает стратегический выбор управляемым и позволяет избежать разрыва между аналитическим обоснованием и практическим внедрением решений. В аналитическом ядре модели лежит сочетание инструментов, позволяющих одновременно оценивать внешнюю среду и внутренние возможности компании. Поэтому PEST-анализ и SWOT-анализ здесь

выступают как средство систематизации факторов, влияющих на допустимость и приоритетность стратегических альтернатив. На **первом этапе** (стадии стратегического анализа) формируется представление о пределах и перспективах развития бизнеса в долгосрочном горизонте. Для этого оцениваются динамика спроса на газ и продукты его переработки, поведение государства и конкурентов, а также ресурсные и инфраструктурные условия, определяющие реальную доступность тех или иных вариантов развития [114].

Второй этап направлен на разработку и выбор стратегических направлений развития газодобывающего бизнеса. Начальный шаг должен заключаться в выявлении и согласовании интересов субъектов регионального экономического цикла, которые выступают в качестве ключевых заинтересованных сторон (стейкхолдеров) в развитии объектов производственной и социальной инфраструктуры. Одним из ключевых решений в рамках модели становится разграничение основного и альтернативного вариантов развития. В первом случае приоритет сохраняется за традиционной трубопроводной схемой поставки природного газа, во втором — стратегический акцент переносится на морскую логистику и связанные с ней формы монетизации газа, что позволяет компании расширить пространство рыночного маневра. [103, 117]. Следует отметить, что при движении по выбранному направлению развития (основной бизнес или диверсификация) процесс конструирования в точке выбора конечного варианта оставляет возможность диверсификации канала сбыта на внутренний и внешний рынки, т. е. при наличии ресурсных возможностей компании присутствует опция выбора дополнительного варианта реализации газа для хеджирования долгосрочных рисков и сбыта в нескольких направлениях одновременно [114].

После выбора направления развития на **третьем этапе** модель предполагает переход к постановке системы стратегических целей и конкретных инициатив, обеспечивающих их достижение. При этом корпоративные решения должны соотноситься с региональными приоритетами, проектной логикой освоения территории и программными инструментами, через которые стратегия переводится

в практическую плоскость [94, 111]. Реализация ключевых стратегических действий с целью развития газодобывающего бизнеса предполагает использование программно-проектного подхода. Инициирование и реализация проектов должно производиться в соответствии с этапностью в рамках проектной логики (оценка, выбор, определение, реализация, эксплуатация) [114, 172].

Итоговым результатом применения концептуальной модели, по мнению автора, должен становиться структурированный портфель инвестиционных и организационных решений. Именно такой результат позволяет сопоставлять проекты между собой, выстраивать их приоритетность и связывать стратегию развития бизнеса с конкретными механизмами реализации. [114].

В отличие от традиционных подходов к стратегическому управлению газодобывающими компаниями предложенная модель ориентирована на согласованный учёт ресурсной специфики АЗРФ, инфраструктурных ограничений и рыночной конъюнктуры, что обеспечивает формирование стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях. Для выявления содержательных различий в подходах к стратегированию газодобывающего бизнеса целесообразно сопоставить ключевые этапы стратегического процесса, выделяемые в научной литературе, с практикой крупных российских, небольших российских и крупных иностранных газодобывающих компаний, а также с разработанной концептуальной моделью формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях АЗРФ. Такой подход позволяет определить, на каком уровне осуществляется стратегический выбор, какие факторы принимаются в качестве определяющих и каким образом формируются и обосновываются стратегические альтернативы. **Ключевые различия** между рассматриваемыми подходами проявляются в масштабе стратегирования, логике самого процесса в отличие от портфельного управления активами и инфраструктурными цепочками у крупных компаний и проектно-локализованного принятия решений у небольших компаний. В этой связи разработанная концептуальная модель рассматривается как самостоятельный

вариант организации стратегического процесса, ориентированный на условия отдалённых территорий АЗРФ и на выбор стратегических альтернатив диверсификации поставок природного газа в условиях высокой внешнеэкономической неопределённости (Таблица 1.10).

Таблица 1.10 — Сравнительная характеристика процесса стратегирования газодобывающих компаний и авторской концептуальной модели формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях АЗРФ

Критерий	Крупные российские компании	Небольшие российские компании	Крупные иностранные компании	Концептуальная модель
Уровень стратегирования	Корпоративный; портфель активов и инфраструктуры.	Проектный; отдельное месторождение или локальный актив.	Корпоративный; глобальный портфель активов и рынков.	Корпоративный; газодобывающий бизнес на отдалённых территориях АЗРФ.
Основной объект выбора	Крупные проекты, направления сбыта, инфраструктурные цепочки.	Вариант освоения месторождения и канал реализации продукции.	География рынков, активы, мощности по сжижению и поставкам газа.	Альтернативы диверсификации поставок газа по рынкам, продуктам и каналам транспортировки.
Основа принятия решений	Портфельная эффективность и согласование с корпоративной стратегией.	Окупаемость и реализуемость конкретного проекта.	Глобальная гибкость и доходность газового бизнеса.	Согласованный учёт ресурсных, инфраструктурных и рыночных ограничений.
Роль территориальной специфики	Подчинена общекорпоративной логике.	Учитывается локально, в пределах проекта.	Учитывается через региональный портфель активов.	Является исходным условием стратегирования и задаёт пространство выбора.
Итог стратегирования	Развитие портфеля активов и инфраструктуры.	Реализация инвестиционного проекта.	Повышение устойчивости и доходности глобального газового бизнеса.	Выбор и обоснование стратегии диверсификации поставок природного газа.

Источник: составлено автором

Проведённое сопоставление в таблице 1.10 показывает, что в существующей практике стратегирования газодобывающего бизнеса преобладают два подхода. Первый реализуется в **крупных компаниях РФ** и ориентирован на управление

корпоративным **портфелем активов**, инфраструктурных цепочек и направлений сбыта. Второй характерен для **небольших компаний РФ** и сводит стратегический выбор к параметрам **отдельных инвестиционных проектов**. Оба подхода имеют методологические ограничения применительно к условиям отдалённых территорий АЗРФ. Портфельный подход недостаточно учитывает специфическое сочетание ресурсных, инфраструктурных, логистических и внешнеэкономических ограничений, определяющих возможности развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях. Проектный подход не обеспечивает целостного корпоративного выбора стратегических альтернатив и не позволяет рассматривать диверсификацию поставок природного газа как самостоятельный объект стратегического обоснования. **Крупные иностранные компании** демонстрируют более высокий уровень рыночной и пространственной гибкости, но их стратегические практики сформированы в иной институциональной, инфраструктурной и рыночной среде. Вследствие этого прямое заимствование данных подходов без адаптации к условиям отдалённых территорий АЗРФ не обеспечивает требуемой прикладной релевантности для российского газодобывающего бизнеса.

Корпоративная стратегия развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях АЗРФ формируется под воздействием совокупности политических, экономических, технологических и социальных предпосылок, а также в рамках ограничений и ориентиров, задаваемых документами стратегического планирования более высокого уровня, ее реализация предполагает наличие механизма мониторинга и последующего пересмотра. **Необходимость актуализации стратегии** возникает в тех случаях, когда изменяются исходные предпосылки развития газодобывающего бизнеса (Таблица 1.2), либо возникает рассогласование между корпоративными стратегическими решениями и обновленным внешним стратегическим контуром международного, федерального, регионального или отраслевого уровня (Рисунок 1.7). При этом конкретные процедуры и индикаторы пересмотра стратегии должны быть увязаны с

методическим инструментарием формирования стратегических альтернатив, оценки инфраструктурных условий, выбора направлений развития и определения эффектов их реализации, что получает развитие во второй главе диссертационного исследования.

Разработка концептуальной модели и уточнение понятия «отдалённые территории» создают теоретико-методологическую основу для последующего выделения инфраструктурных контуров, выбора стратегических альтернатив и оценки синергетических эффектов, представленных во второй и третьей главах диссертации.

Выводы по Главе 1

1. Установлено, что существующие подходы к стратегическому управлению и корпоративному планированию, несмотря на значительный уровень теоретической разработанности, не в полной мере учитывают сочетание пространственной удалённости, инфраструктурной недостаточности, высокой капиталоемкости освоения ресурсной базы и нестабильности внешнеэкономической среды, характерных для газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях АЗРФ. Автором диссертации обоснована необходимость развития теоретико-методологических положений формирования стратегии применительно к условиям арктической специфики.

2. Доказано, что при формировании стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях АЗРФ определяющее значение имеет не только объём и структура ресурсной базы, но и совокупность условий её промышленного освоения, включая уровень инфраструктурной обеспеченности, транспортно-логистическую связанность, доступность каналов поставок и возможные направления монетизации природного газа. Вследствие этого стратегический выбор в рассматриваемой сфере должен основываться на комплексной увязке ресурсных, инфраструктурных и рыночных параметров развития.

3. По результатам теоретического анализа уточнён понятийный аппарат исследования и предложено авторское определение «отдалённых территорий» АЗРФ как приоритетного географического периметра стратегического развития газодобывающего бизнеса, отличающегося концентрацией значительной части ресурсной базы природного газа, наличием реализованных крупных инфраструктурных проектов, высокой капиталоемкостью ввода новых месторождений в разработку и повышенной чувствительностью к логистическим и внешнеэкономическим ограничениям. Данная трактовка конкретизирует объект корпоративного стратегического анализа и обеспечивает содержательную основу первого положения, выносимого на защиту.

4. Выявлены и систематизированы факторы, определяющие стратегические приоритеты развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях АЗРФ. Обосновано, что наибольшее влияние на стратегический выбор оказывают политические, экономические, технологические и социальные факторы, совокупное действие которых обуславливает необходимость диверсификации каналов поставок, расширения направлений переработки и монетизации природного газа, а также повышения устойчивости корпоративных стратегий к внешним ограничениям.

5. Установлено, что в условиях отдалённых территорий АЗРФ наиболее обоснованными являются такие подходы к стратегическому планированию, которые ориентированы не на выбор отдельных проектных решений, а на формирование взаимосвязанной системы хозяйственного освоения территории. Это предопределяет приоритетность связанных и вертикально ориентированных стратегических направлений, позволяющих учитывать специфику ресурсной базы, инфраструктурные ограничения и трансформацию внешних рынков газа.

6. Разработана концептуальная модель формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях АЗРФ, обеспечивающая взаимосвязь анализа ресурсной базы, инфраструктурных условий, факторов внешней и внутренней среды, стратегических альтернатив и механизмов их

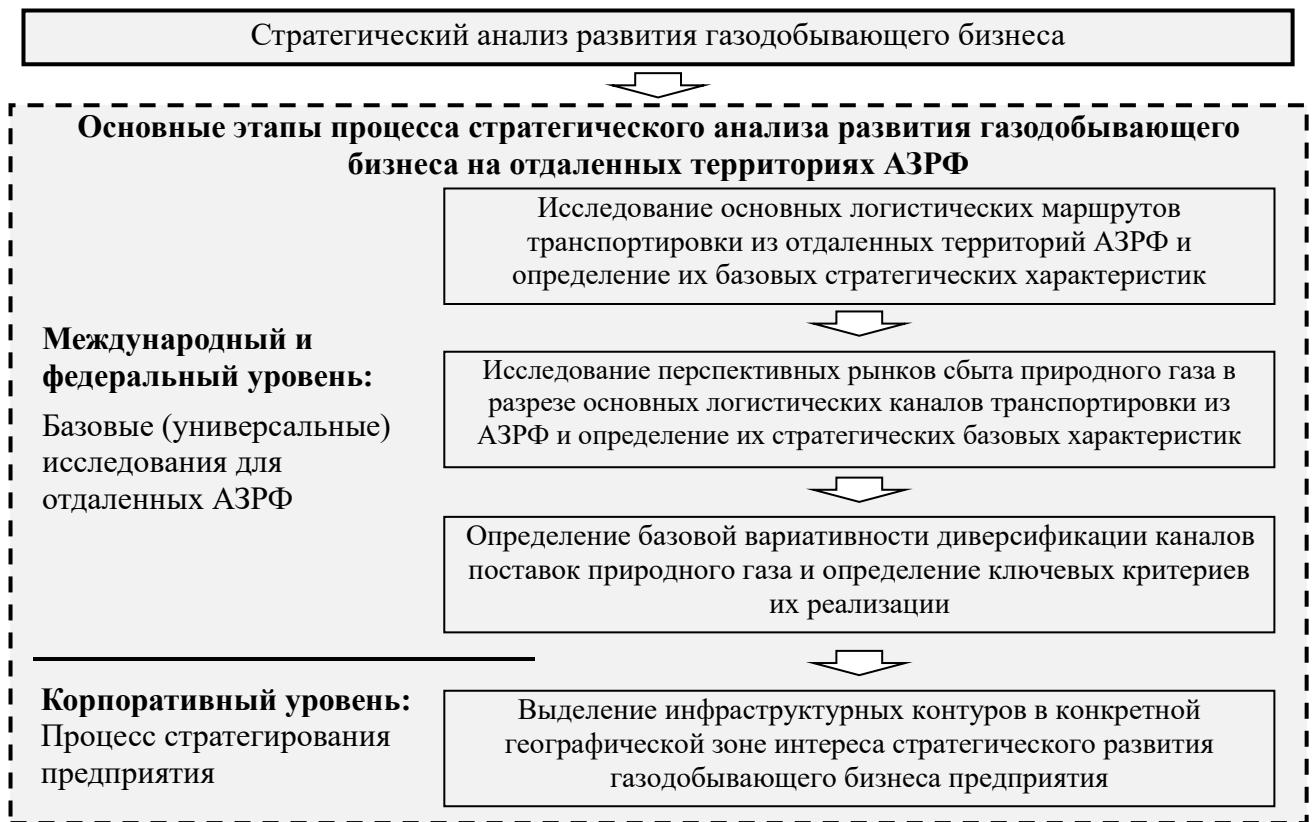
реализации в условиях высокой неопределённости [32]. Разработанная модель, в отличие от существующих подходов, обеспечивает комплексный и согласованный учёт ресурсной специфики АЗРФ, инфраструктурных ограничений и рыночной конъюнктуры при формировании стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса и тем самым раскрывает содержание первого положения, выносимого на защиту.

2 Методический подход к формированию стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ

2.1 Формирование вариативности стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса для концептуальной модели

Формирование стратегических альтернатив в газодобывающем бизнесе на отдаленных территориях АЗРФ должно исходить из сопоставления потенциально доступных способов поставок и монетизации природного газа или продукта глубокой переработки, поэтому ключевым становится вопрос не только объема добычи, но и выбора такой схемы транспортировки и переработки газа, которая обеспечивает компании устойчивость в условиях инфраструктурных ограничений и изменяющейся рыночной конъюнктуры. Ориентация исключительно на традиционный трубопроводный канал повышает зависимость компании от фиксированной инфраструктурной конфигурации (Единая Система Газоснабжения), состава контрагентов в зоне расположения газораспределительной сети и внешнеполитической ситуации. Поэтому стратегический анализ должен учитывать варианты, при которых природный газ может быть реализован через иные формы транспорта и через переработку в продукты с более гибкими рыночными возможностями для продажи. В данном диссертационном исследовании диверсификация трактуется автором не как вспомогательный или резервный сценарий, а как самостоятельный механизм снижения стратегической уязвимости газодобывающего бизнеса. Ее смысл состоит в расширении набора доступных рынков, контрактных моделей и продуктовых форм, в которые может быть преобразован добываемый газ. Автором диссертации предлагается структурировать процесс первого этапа концептуальной модели *«Стратегический анализ развития газодобывающего бизнеса»* за счет исследований основных логистических маршрутов, перспективных рынков сбыта и базовой вариативности диверсификации каналов поставок природного газа из отдаленных территорий АЗРФ на международном и федеральном уровне, и как логический результат анализа - выделение инфраструктурных контуров в конкретной географической

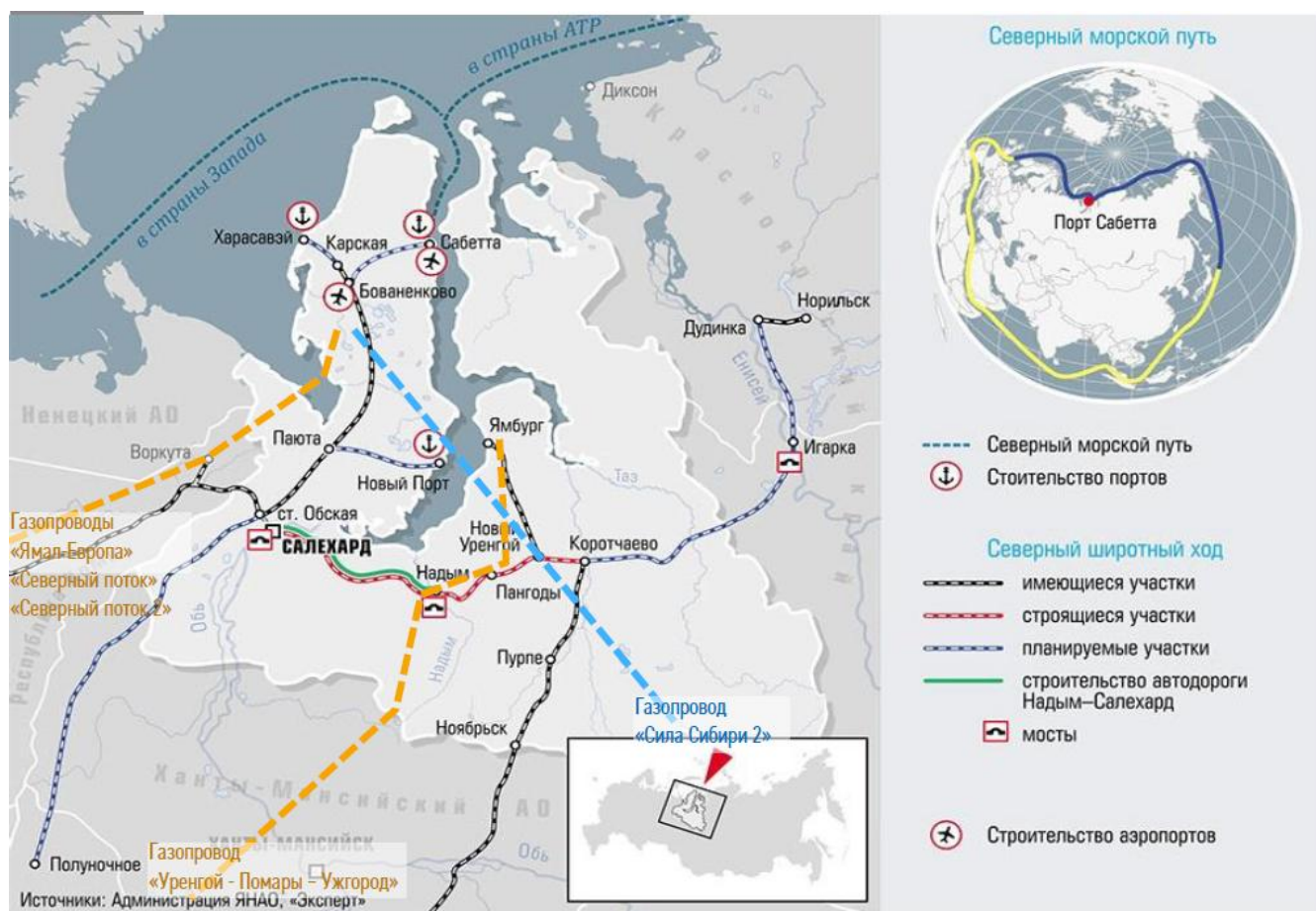
зоне интереса стратегического развития газодобывающего бизнеса предприятия (Рисунок 2.1) [32].



Источник: составлено автором по материалам [32]

Рисунок 2.1 — Основные этапы процесса стратегического анализа развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ в концептуальной модели

На основании изучения и анализа открытых источников выполнено исследование логистических возможностей транспорта углеводородного сырья из отдаленных территорий АЗРФ, установлены ключевые их характеристики и целевые направления возможных поставок природного газа на внутренний рынок РФ и внешний рынки стран Европы и Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) (Рисунок 2.2, Таблица 2.1, Таблица Таблица 2.2) [31, 130,131, 136].



Источник: составлено автором по материалам [66, 91]

Рисунок 2.2 — Схема основных транспортных и логистических каналов поставок углеводородного сырья из отдаленных территорий АЗРФ

Выделяются трубопроводные («Ямал-Европа» и «Северный поток» через внутреннее направление «Бованенково-Ухта», «Уренгой - Помары – Ужгород» в том числе с полуострова Ямал через внутренний газопровод «Новый Порт – КС Ямбург») [143, 22, 18, 13, 12, 98, 19], морские («Северный морской путь») и железнодорожные («Северный широтный ход») [32, 73, 99] каналы транспорта с технической возможностью реализации продукции на внутренние и внешние (экспортные) рынки. Следует отметить, что ряд проектов так и не был реализован и введен в эксплуатацию («Ямал-Европа 2», «Северный поток 2») [19, 31, 130, 131, 136].

Таблица 2.1 — Основные характеристики экспортных транспортных и логистических каналов поставок природного газа из отдаленных территорий АЗРФ

Вид транспорта	Транспортный канал	Целевое направление поставок природного газа	Проектная производительность	Год запуска	Текущая загрузка (2023г)
Трубопроводный	- «Ямал-Европа» + «Ямал-Европа-2» *	Западная Европа	32,9 + 15* млрд м³/год	1999	0%
	«Северный поток» + «Северный поток-2» *	Центральная Европа	55 + 55* млрд м³/год	2011	0%
	«Уренгой - Помары – Ужгород»	Центральная и Западная Европа	32 млрд м³/год	1983	49%
	«Сила Сибири 2»	Китай	50 млрд м³/год	2033	-
Морской	«Северный морской путь»	Страны Запада и АТР	Неограниченна - зависит от количества танкерного флота и отгрузочных морских мощностей	1935	36 млн т 2023г (факт), 220 млн т 2035г (план)
Железнодорожный	«Северный широтный ход»	Восточная и Западная часть РФ	23,9 млн т/год	2027	-

* - проекты не были реализованы или запущены

Источник: составлено автором по материалам [13, 12, 18, 19, 22, 98, 99, 143]

Таблица 2.2 — Основные характеристики транспортных и логистических каналов поставок природного газа из отдаленных территорий АЗРФ на внутренний рынок РФ

Вид транспорта	Транспортный канал	Целевое направление поставок природного газа	Проектная производительность	Доступ в экспортный канал	Текущая загрузка (2023г)
Трубопроводный	«Новый Порт – КС «Ямбург»	Центральная часть РФ	20 млрд м ³ /год	«Уренгой-Помары-Ужгород» «Ямал-Европа»	55%
	«Бованенково-Ухта» «Бованенково-Ухта-2»	Северо-западная и центральная часть РФ	115 млрд м ³ /год	«Северный поток» «Ямал-Европа»	18%
	«Ямбург-Тула»	Центральная часть РФ	32 млрд м ³ /год	«Уренгой - Помары – Ужгород» «Ямал-Европа»	49%
Железнодорожный	«Северный широтный ход»	Восточная и Западная часть РФ	23,9 млн т/год	Через сеть ж/д путей	Запуск в 2027г

Источник: составлено автором по материалам [13, 12, 18, 19, 22, 98, 99, 143]

В период 2020–2023 гг. сложились предпосылки строительства газопровода «Сила Сибири 2», который будет являться соединительным транспортным каналом газотранспортной системы РФ между западной частью и восточной. Помимо проектов Восточной Сибири в качестве ресурсной базы выступают месторождения полуострова Ямал, которые входят в периметр определения отдаленные территории АЗРФ, предложенных автором диссертации (глава 1, §1.1) [19, 102]. Таким образом, данные решения формируют вариант расширения канала сбыта через потенциальный новый трубопроводный канал в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) или перебалансировки объемов, ранее поставляемых в европейском направлении или на внутренний рынок РФ [31, 130, 131, 136].

Выполненный анализ логистических возможностей транспорта углеводородного сырья из АЗРФ подтверждает выводы по предпосылкам развития газодобывающего бизнеса (глава 1, §1.1) про уникальное положение отдаленных территорий АЗРФ для экспорта углеводородной продукции по двум видам транспорта в двух направлениях (в страны Запада и в страны АТР). Кроме того, реализация такого проекта как «Северный широтный ход» открывает дополнительные возможности транспорту продукции на внутреннем рынке в восточную и западную часть РФ [31, 130, 131, 136].

Основной бизнес (трубопроводный транспорт) газодобывающих компаний, которые ведут деятельность на отдаленных территориях АЗРФ и ориентированы на трубопроводный транспорт, по мнению автора диссертационного исследования, может быть представлен следующими вариантами [31, 130, 131, 136]:

- Вариант 1. Выжидательная позиция - поддержание текущей загрузки существующих инфраструктурных контуров без вложений в новые крупные инвестиционные проекты за счет использования действующих контрактных обязательств на поставку природного газа.
- Вариант 2. Создание партнёрств по оффтейк-контрактам с основными внутренними потребителями газа РФ – стимуляция спроса на внутреннем рынке.
- Вариант 3. Расширение сбыта через потенциальный новый трубопроводный канал в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) «Сила Сибири 2».

Выжидательная позиция (Вариант 1) заключается поставке газа через действующую трубопроводную систему в европейском направлении на внутренний рынок РФ в рамках текущих контрактных обязательств, и при условии их сохранения в долгосрочной перспективе. Данный вариант характеризуется неполной загрузкой действующей инфраструктуры в связи с профицитом предложения газа на внутреннем рынке и отсутствием альтернативных вариантов транспортировки продукции через экспортные каналы в настоящее время. Прогноз

Международного Энергетического Агентства (МЭА) потребления природного газа на внутреннем рынке РФ остается стабильным в базовом сценарии на уровне ~500 млрд м³ в год на протяжении периода 2022–2050 гг. (подробнее рассмотрено в рамках предпосылки №7 в главе 1 §1.1, Таблица 1.3) [149]. Схожей точки зрения придерживаются и российские эксперты в лице Института Народно-Хозяйственного Прогнозирования Российской Академии Наук, согласно данным которых, в низком (пессимистичном) сценарии с учётом повышения энергоэффективности внутреннее потребление природного газа в РФ останется на уровне ~500 млрд м³ в год до 2030 года, в высоком (оптимистичном) сценарии прогнозируется рост на 20% до 582 млрд м³ в год (Таблица 2.3) [31, 100, 130, 131, 136].

Таблица 2.3 — Прогноз внутреннего потребления природного газа в России до 2030 года, млрд м³ в год

Год	2022	2025	2030
Высокий сценарий	484	519	582
с учётом повышения энергоэффективности	-	508	556
Низкий сценарий	484	494	511
с учётом повышения энергоэффективности	-	487	497

Источник: составлено автором по материалам [100]

SWOT-анализ рассматриваемого варианта (Приложение А Таблица А.1, Таблица А.3) позволяет установить ключевой критерий его применимости – это наличие возможности пролонгации действующего или заключения нового долгосрочного контракта на поставку природного газа на внутреннем рынке РФ [31, 130, 131, 136].

Создание совместных предприятий (Вариант 2) является направлением самостоятельного поиска и стимулирования спроса внутренних основных потребителей в зоне Единой системы газоснабжения (ЕСГ), которые для производства собственной продукции применяют газ в промышленных масштабах (>1 млрд м³/год). Реализацию подобных партнерств, когда производитель газа обеспечен долгосрочным контрактом на продажу своей продукции, а потребитель заинтересован в долгосрочной минимальной стоимости данного сырья, которое

является основой для ведения собственного бизнеса, проводят через заключение оффтейк-контрактов. Оффтейк-контракт — это договор на выкуп будущего товара или продукции у производителя, целью заключения которого является материальная помощь продающей компании в реализации выгодного проектного финансирования для реализации будущих проектов (Рисунок 2.3). Данное соглашение может быть заключено задолго до начала реализации самого проекта, но оно способно обеспечить покупателям фиксированную цену, резервирование объёма товара, а продавцам гарантировать спрос на товар и минимальный уровень прибыли в будущем [17, 31, 130, 131, 136].

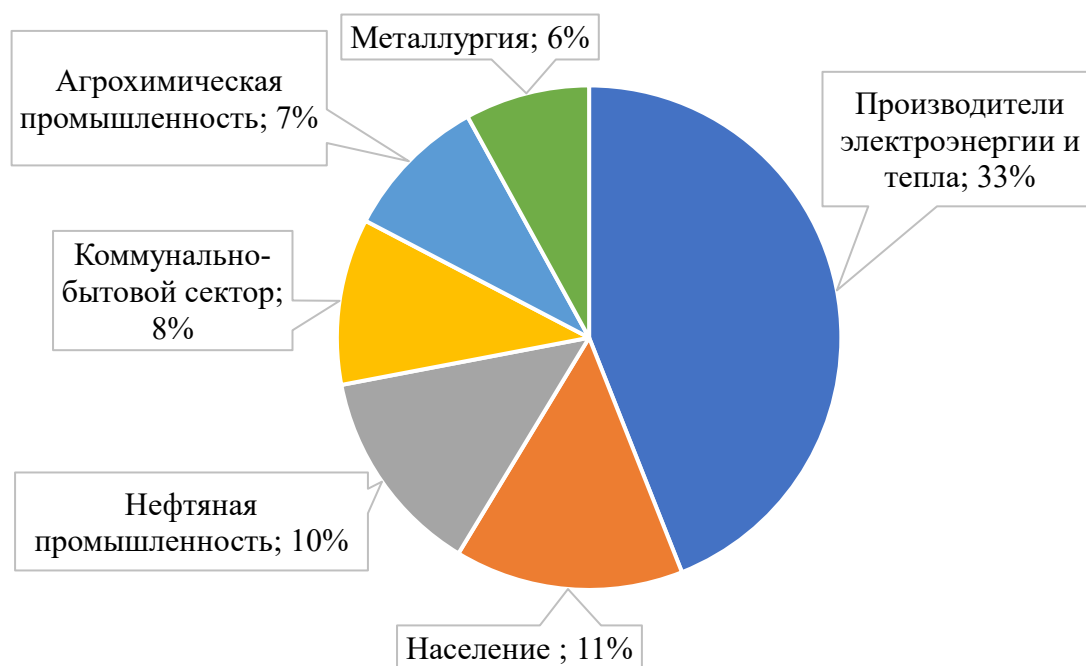


Источник: составлено автором по материалам [17]

Рисунок 2.3 — Принципиальная схема действия оффтейк-контракта на реализацию инвестиционного проекта поставки природного газа

Автором диссертации выполнено исследование открытых источников об основных потребителях природного газа на внутреннем рынке РФ, у которых потенциально может возникнуть интерес в долгосрочном стратегическом партнерстве с целью развития собственного бизнеса (Рисунок 2.4) [54, 108]. Согласно результатам, производители металлопродукции (ПАО «Северсталь», АО «Металлоинвест» и др.) и производители удобрений (АО «МХК Еврохим», ПАО «Фосагро» и др.) могут быть заинтересованы в создании таких партнерств на

внутреннем рынке РФ с целью развития собственного бизнеса. Остальные крупные потребители (коммунально-бытовой сектор, производители электроэнергии и тепла) попадают под регулирование приказа Федеральной антимонопольной службы от 18.10.2023 № 747/23 [90], т. е. они в большей степени ориентированы на поддержание энергетической безопасности государства и ограничены в ценообразовании на свою продукцию [31, 130, 131, 136].



Источник: составлено автором по материалам [108]

Рисунок 2.4 — Основные потребители природного газа в РФ

Согласно выполненного автором анализу основных интересов газодобывающих компаний и потенциальных их партнеров на внутреннем рынке в таблице 2.4, а также общего SWOT-анализа рассматриваемого варианта в приложении А таблицах А.1 и А.3, позволяет сделать вывод, что ключевым критерием реализации указанного варианта является наличие потенциального партнера (потребителя) в долгосрочном оффтейк-контракте на внутреннем рынке РФ [31, 130, 131, 135].

Таблица 2.4 — Интересы газодобывающих компаний и потенциальных партнёров в кооперации

Газодобывающие предприятия, ведущие деятельность на отдаленных территориях АЗРФ	Потенциальные партнёры – крупные потребители газа на внутреннем рынке (металлургические компании, производители удобрений)
- Гарантированные контракты на поставку газа на внутреннем рынке; - Разделение геологических и финансовых рисков с партнером; - Получение поставок металлопродукции для обустройства новых месторождений по более выгодным контрактам с металлургическими компаниями; - Диверсификация бизнеса; - Привлечение проектного финансирования.	- Получение газа для производства продукции на более выгодных контрактных долгосрочных условиях; - Гарантированный сбыт металлопродукции для металлургических компаний для обустройства месторождений, входящих в альянс; - Диверсификация бизнеса.

Источник: составлено автором

Реализация проекта строительства газопровода «Сила Сибири 2» (Вариант 3), который ориентирован на поставку природного газа в Китай, к 2033 году позволит решить вопрос наличия альтернативного экспортного направления поставок газа по трубопроводному транспорту помимо европейского рынка. Китай претендует на роль лидера мирового спроса на газ в долгосрочной перспективе (подробнее рассмотрено в рамках предпосылки №5 в главе 1 §1.1). Объем импорта газа в структуре рынка потребления Китая к 2030 году оценивается на уровне 208 млрд м³ в год (Рисунок 1.3). На 2021 год около только 56% импортных поставок природного газа (92 млрд м³ из 165 млрд м³ – Таблица 1.4) приходилось на потенциально «дружественные страны» для Китая (АТР, Средняя Азия, РФ и др.), из них доля РФ – 9,8% (16,2 млрд м³). По расчетам автора данные страны к 2030 году могут потенциально рассчитывать на дополнительные объемы экспорта в Китай до 91,5 млрд м³ в год суммарно по каналам поставок СПГ и трубопроводному транспорту за счёт ребалансировки объемов таких стран как Австралия, США и Катар (44% из 208 млрд м³). Таким образом, наличие рынка сбыта для строящегося газопровода «Сила Сибири 2» с проектной производительностью 50 млрд м³/год к моменту его запуска в 2033 году не является ограничительным фактором для реализации варианта, т.к. дополнительная потребность в природном газе со стороны потенциального покупателя превышает пропускную возможность канала

на 83%. Согласно результатам SWOT-анализа (Приложение А Таблица А.1, Таблица А.3) ключевым критерием реализации данного варианта является обеспечение доступа со стороны ПАО «Газпром» к трубопроводному транспортному каналу «Сила Сибири 2», ориентированного на поставку природного газа на экспорт в страны Китай [31, 130, 131, 136].

Стратегическое соответствие **альтернативного направления** целесообразно оценивать через способность компании переносить существующие ресурсы и компетенции в новый контур бизнеса без чрезмерного роста транзакционных и организационных издержек. Новая траектория развития должна не разрушать традиционную трубопроводную модель бизнеса, а усиливать ее за счет технологической, производственной или управленческой связности. В рамках исследования стратегические альтернативы целесообразно сгруппировать по трем направлениям. Первое связано с криогенной переработкой и экспортом сжиженного природного газа (СПГ), второе — с газохимической переработкой метана в химическую продукцию, третье — с выпуском новых продуктов глубокой переработки, ориентированных на иные сегменты спроса. Такая группировка позволяет сравнивать варианты не по названиям технологий, а по различию их рыночной и инвестиционной логики. Рассматриваемые варианты не выводят компанию за пределы отраслевой специализации, а представляют собой различные формы расширения основного газодобывающего бизнеса. Именно поэтому они могут быть интерпретированы как стратегически связанные альтернативы, различающиеся по капиталоемкости, срокам реализации, структуре рисков и глубине переработки ресурса. Дополнительную значимость диверсифицированным вариантам придают экономические стимулы, связанные с мерами государственной поддержки переработки газа и экспортно-логистических операций. Однако сами по себе льготы не являются достаточным основанием для выбора стратегии: они должны рассматриваться вместе с оценкой капиталоемкости проектов, рынка сбыта и инфраструктурными возможностями компаний. Ключевое ограничение связано с физико-экономическими свойствами природного газа как продукта, чья

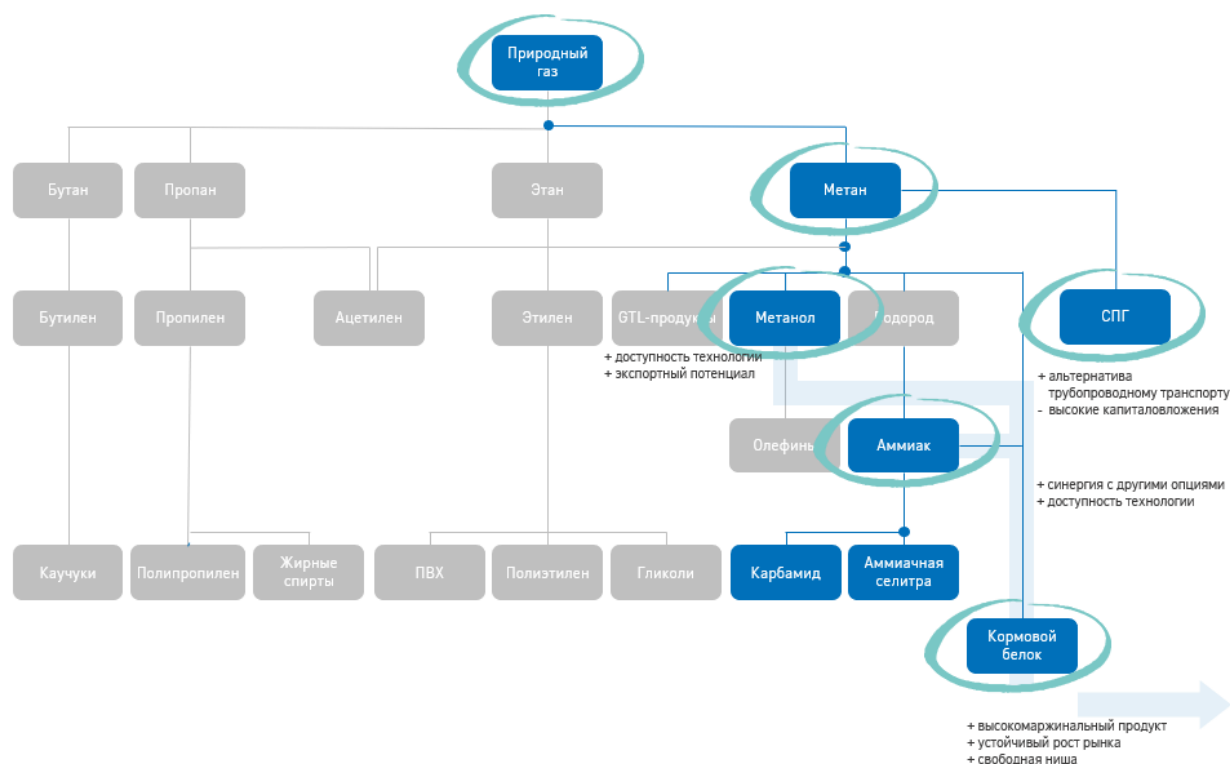
транспортировка в исходной форме инфраструктурно жестко привязана к трубопроводной системе. По этой причине стратегические альтернативы морского транспорта требуют технологического преобразования газа в такую форму, которая допускает накопление, хранение и отгрузку по данной логистической схеме (Таблица 2.5) [31, 130, 131, 136, 178].

Таблица 2.5 — Преимущества и недостатки основного и альтернативного вариантов транспортировки природного газа в зависимости от агрегатного состояния

Трубопроводный транспорт (газообразное состояние)	Морской транспорт (жидкое, твёрдое состояние)
1. Без глубокой переработки транспорт газа возможен только трубопроводным способом. 2. Отсутствует возможность накопления и хранения продукта на месторождениях. 3. Высокие операционные затраты на транспорт готовой продукции месторождений, находящихся в отдаленных регионах. 4. В основном наличие единственной точки по сдаче (подключения в ЕСГ) товарной продукции. 5. Большой объем инвестиций на строительство магистрального газопровода для подключения к единой системе газоснабжения (ЕСГ). 6. Привязка к долгосрочному контракту, как правило, с единственным потребителем.	1. Гибкость каналов сбыта по потребителю товарной продукции. 2. Возможность хранения в товарном парке на месторождениях (резервуары). 3. Возможность транспорта готовой продукции по всему миру. 4. Гибкая структура продаж, не привязанная к единственному потребителю. 5. Быстрый старт добычи в новом регионе без затрат на строительство магистрального газопровода.

Источник: составлено автором по материалам [50, 51, 56, 125]

Нужно отметить, что в общем случае более 90% в составе газа занимает фракция метана, соответственно, решение вопросов транспортировки вторичных фракций (пропан-бутан), которые составляют менее 10%, не обеспечивает товарный сбыт большей части добываемого сырья. В связи с этим основными направлениями должны быть выбраны проекты переработки, которые обеспечивают использование в первую очередь фракции метана (Рисунок 2.5) [31, 130, 131, 136].



Источник: составлено автором по материалам [50, 51, 56, 103, 125]

Рисунок 2.5 — Схема выбора потенциальных альтернативных направлений переработки природного газа в жидкое и твёрдое состояние для дальнейшей морской транспортировки

С учетом сформированных возможностей для газодобывающих компаний в АЗРФ (логистические, ресурсные, инфраструктурные) возможно выделить следующие возможные варианты поставки газа через **морской транспорт**, что представляет собой горизонтальную диверсификацию бизнеса по продуктовой линейке (Рисунок 2.5) [31, 130, 131, 136]:

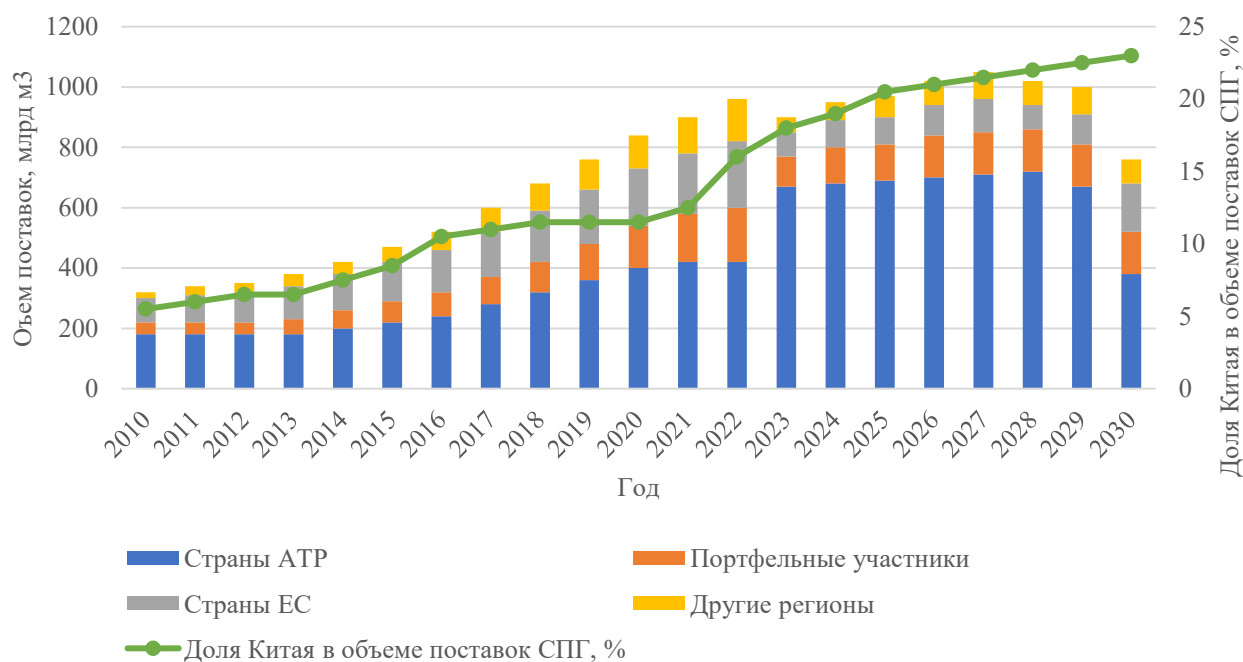
- Вариант 1. Переработка базового состава природного газа в жидкое состояние – сжиженный природный газ (СПГ) [125];
- Вариант 2. Переработка фракции метана в жидкость (газохимия) [51, 55, 103, 125]:
 - Производство метанола (CH_3OH) - является важным химическим сырьем для производства различной продукции химической промышленности.

- Производство аммиака (NH_3) - является важным химическим сырьем для производства химической продукции.
- Вариант 3. Альтернативный, переработка фракции метана в твердое состояние – производство кормового белка или биопротеина (используется при искусственном выращивании рыбной продукции и животноводстве) [56].

Сжиженный природный газ (СПГ, Вариант 1) — это форма природного газа, которая была охлаждена до очень низких температур, чтобы превратить его в жидкость для удобства транспортировки и хранения. Обычно природный газ содержит метан, который является его основным компонентом, процесс сжижения которого происходит при охлаждении до температуры около -162 градусов Цельсия. При такой температуре газ становится жидким и занимает гораздо меньший объем, что делает его удобным для транспортировки на большие расстояния на специализированных танкерах. По прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА) спрос на сжиженный природный газ (СПГ) будет продолжать расти во всех сценариях с 479 млрд м^3 в 2022 г до 507–611 млрд м^3 в 2030 году. В дальнейшем рыночная ситуация зависит от реализации странами политики нулевого углеродного следа к 2050 году за счёт замещения природного газа на возобновляемые источники энергии, но в базовом сценарии прирост потребления СПГ к 2050 году составит 45 млрд м^3 относительно 2030 года (Таблица 2.6). Кроме того, стратегия Китая по действующим контрактам направлена на укрепление его позиций на рынке СПГ и будущую оптимизацию глобальных потоков СПГ, в результате чего по данным МЭА его доля к 2030 достигнет 23% (Рисунок 2.6) [31, 130, 131, 136].

Таблица 2.6 — Прогноз глобального спроса на СПГ до 2050 г, млрд м³

Сценарий / Год	2022	2030	2050
Базовый (среднегодовой рост 0,7% в год)	479	611	656
Анонсированный (среднегодовой рост 0,1% в год, частичное замещение газа возобновляемыми источниками энергии)	479	540	242



Источник: данные Международного Энергетического Агентства [177, 204]

Рисунок 2.6 — Доля Китая в действующих контрактах на поставку сжиженного природного газа 2010–2030 гг.

В Российской Федерации все крупные СПГ-проекты (объемы переработки 15–30 млрд м³ в год) были реализованы с привлечением партнерского или заемного капитала в связи с высокой полной стоимостью реализации данных проектов (500–3000 млрд руб.). Основные крупные проекты, реализованные в РФ это – «Ямал СПГ», «Сахалин-2» и «Арктик СПГ-2» (Таблица 2.7). Кроме того, существует ряд менее масштабных СПГ-проектов («Криогаз Высоцк», «Портовая СПГ») с объемом переработки суммарно менее 4 млрд м³, которые не обладают существенной рыночной долей и не могут быть ориентиром для реализации крупных объемов ресурсной базы в АЗРФ [31, 130, 131, 136].

Таблица 2.7 — Основные крупные проекты по производству сжиженного природного газа, реализованные в РФ в период 2005–2026 гг.

СПГ-Проект	Ямал СПГ	Арктик СПГ-2	Сахалин-2	Мурманский СПГ
Расположение	п-ов Ямал (северо-восток)	п-ов Гыдан (северо-запад)	о. Сахалин (юг)	Мурманская обл. (пос. Белокаменка)
Участники, доли %	ПАО «НОВАТЭК» (50,1%) TotalEnergies (20%) CNPC (20%) ФОНД «Шелковый путь» (9,9 %)	ПАО «НОВАТЭК» (60 %) TotalEnergies (10%) CNPC (10%) CNOOC (10%) Japan Arctic LNG (Mitsui&Co + JOGMEC) (10%)	ПАО «Газпром» (~77,5% выкупил долю Shell) Mitsui&Co (12,5%) Mitsubishi Corporation (10%)	ПАО «НОВАТЭК» (100%)
Стоимость на 2025 г, млрд руб.	~2500	~2400	~1900	~1700
Год запуска	2017	2023 (1 линия – технический пуск)	2009	план 2027 (1 линия)
Объем ресурсной базы, млрд м³	2800	3700	600	> 2000
Производительность по СПГ, млн т/год	17,5-21	<19,8	9,6-11,5	<20
Производительность природному газу, млрд м³/год	24,2-29	<27,3	13,2-15,9	<27,6
Газовозы действующие	15	0	10-15	0
Газовозы в строительстве (2025–2030)	0	до 21	0	0

Источник: составлено автором по материалам [6, 38, 88, 97]

Выполненный автором диссертационного исследования SWOT-анализ позволяет установить, что ключевыми критериями реализации крупного СПГ-проекта в АЗРФ являются (Таблица 2.8, Приложение А Таблица А.2, Таблица А.4) [31, 130, 131, 136]:

1. Крупный уверенный объем ресурсной базы природного газа для окупаемости инвестиционных вложений ($>1,7$ трлн м³), а также нивелирования дополнительных геологических рисков (помимо

инвестиционных) – проект должен опираться на запасы месторождений-гигантов.

2. Прибрежная локация для возможности морской отгрузки в танкерный флот и последующей транспортировки продукции.
3. Размер капитальных вложений (CAPEX) и наличие партнера, способного разделить данную инвестиционную и технологическую нагрузку с основным собственником бизнеса.

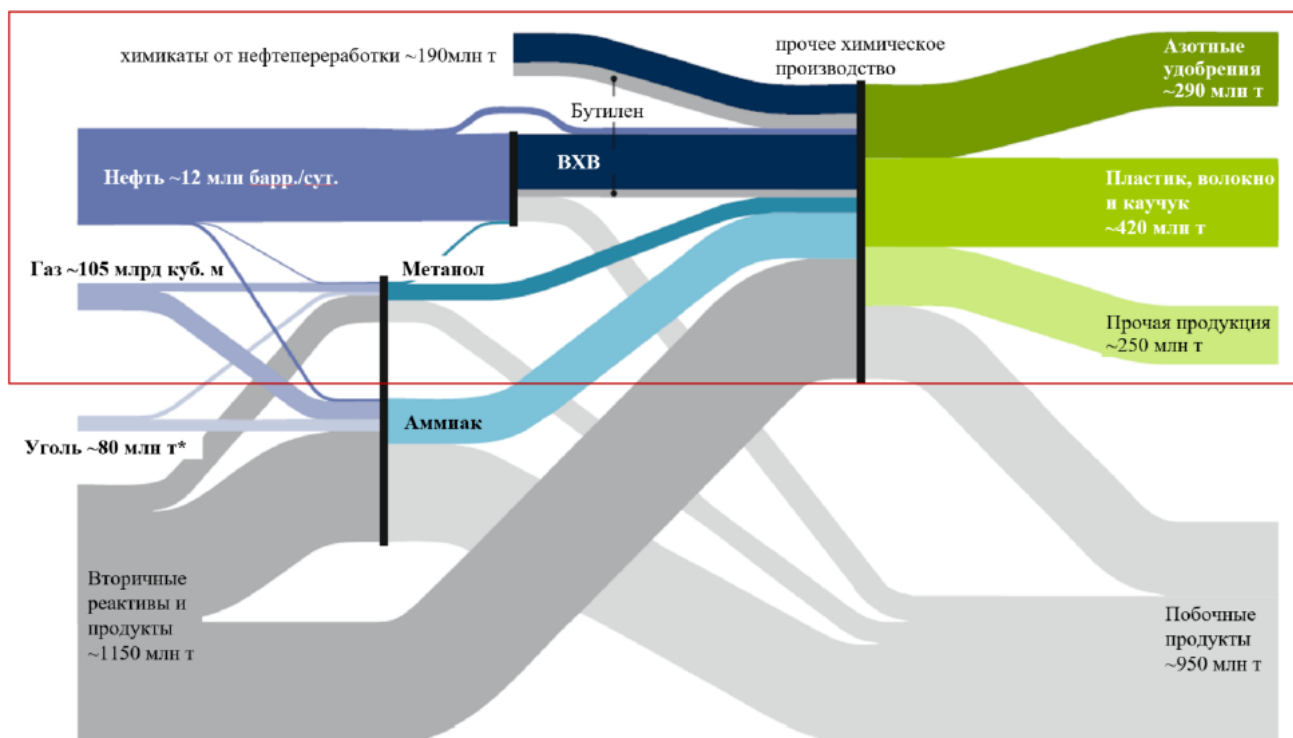
Таблица 2.8 — Ключевые параметры реализации СПГ-проектов по результатам анализа реализованных и реализуемых проектов в РФ в период 2005–2026 гг.

№	Ключевой параметр	Степень влияния (1–5)	Краткое пояснение
1	Ресурсная база	5	≥ 1 трлн м ³ , от 24 млрд м ³ /год
2	Доступ к Северному морскому пути	5	локация РБ → полуостров, остров в АЗРФ
3	Инвест и технологический партнёр	5	стоимость $\geq 1,5$ трлн руб.; строительство судов Arc7, СПГ-технологии
4	Рынки сбыта (Азия, Европа)	4	- рост рынка стран АТР (спрос на газ к 2030 году 1034 млрд м ³); - ограничения в западном направлении (в Европе спрос на газ к 2030 г снизится до 468 млрд м ³)
5	Кадровый потенциал и социальная инфраструктура	3	- дефицит кадров в сфере СПГ и строительства судов; - социальная база (поселки, медучреждения); - оборот и текучка кадров ведут к росту затрат и сроков
6	Поддержка государства	3	- льготирование НДС и НДПИ; - сниженный налог на прибыль до 13,5 % до 12 лет для некоторых субъектов РФ; - отсутствие в перечне продуктов, которые попадают под действие экспортной пошлины

Источник: составлено автором

Производство продукции газохимии (Вариант 2) за счёт глубокой переработки газа. Химическая промышленность является неотъемлемой составляющей мировой и национальной экономики, где значительная часть ассортимента производимых товаров опирается на продукцию газохимии. Около 90% природного газа, задействованного в производственной цепочке мировой

газохимической промышленности, используется для выработки двух компонентов: метанола и аммиака (Рисунок 2.7) [178]. Данные виды продукции в основном являются промежуточным базовым сырьём для производства других товаров с более высокой добавленной стоимостью (Таблица 2.9) [31, 130, 131, 136].



Источник: данные Международного Энергетического Агентства [178]

Рисунок 2.7 — Структура мирового рынка производства основной газохимической продукции и необходимого сырья для ее производства

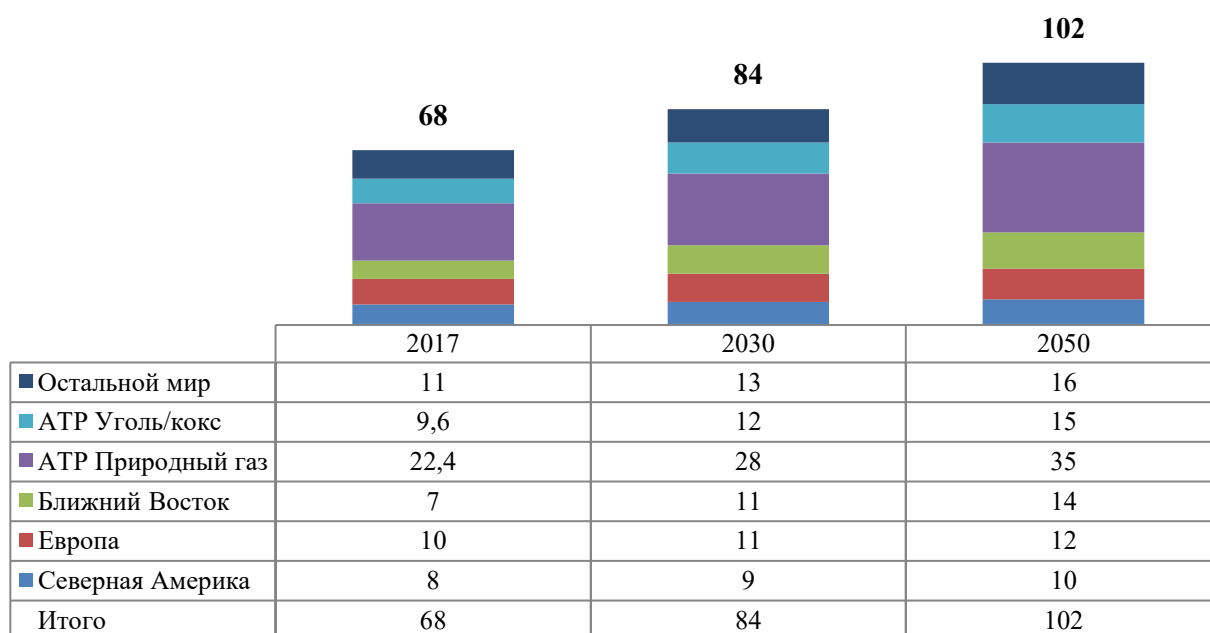
Таблица 2.9 — Основные виды продукции химической промышленности, в которой в качестве базового сырья используется метанол и аммиак

Виды продукции из метанола (CH ₃ OH)	Виды продукции из аммиака (NH ₃)
- Формальдегид: используется в производстве смол, пластмасс, лекарственных препаратов и других химических соединений. - Ацетон: является важным растворителем и используется в производстве пластмасс, красок, лаков и клеев. - Метиловый эфир: применяется как топливо или растворитель. - Диметиловый эфир (DME): используется как заменитель дизельного топлива и пропана. - Метиловый метакрилат: применяется в производстве акриловых смол и пластмасс. - Метиловый амилкетон: используется в качестве растворителя и ингибитора коррозии.	- Удобрения: азотные удобрения, таких как аммиачные соли и нитраты, которые широко применяются в сельском хозяйстве для повышения урожайности. - Нитрилы: важне промежуточные продукты для производства пластмасс, синтетических волокон и лекарственных препаратов. - Мочевина (карбамид) широко применяется в качестве удобрения. - Азотная кислота: используется в химической промышленности и сельском хозяйстве. - Жидкий азот: широко применяется в различных отраслях промышленности.

Источник: составлено автором по материалам [55, 178]

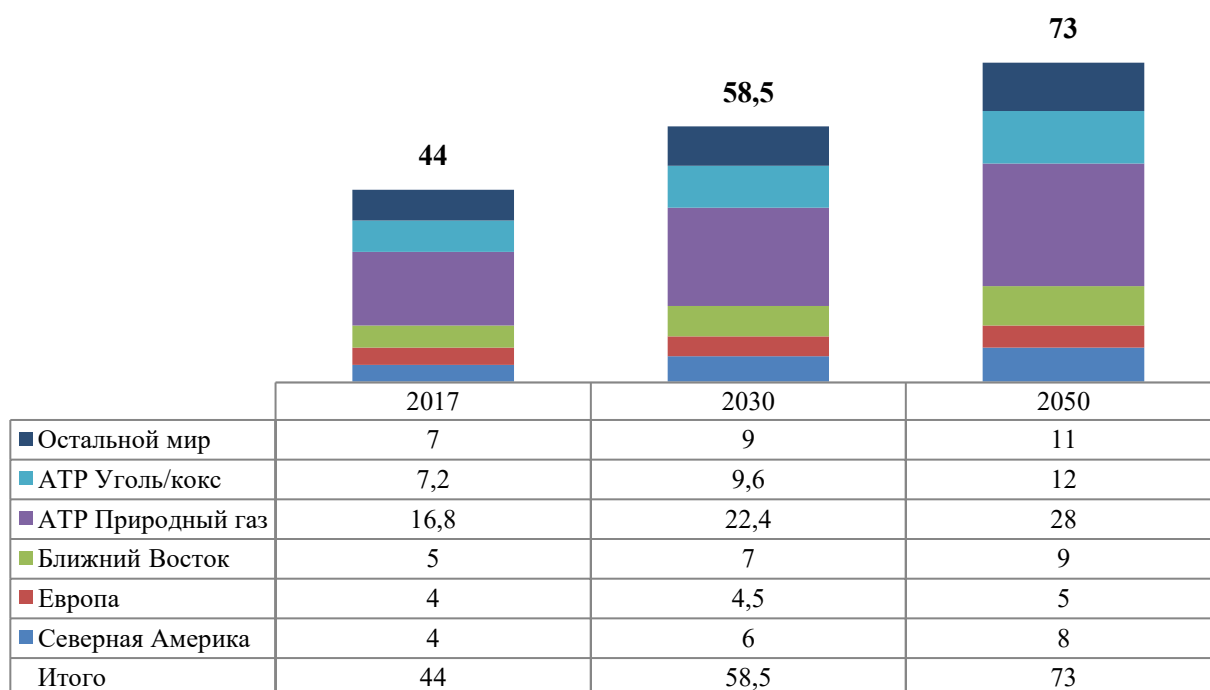
Согласно прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА), спрос на газохимическую продукцию, произведенную из природного газа, будет продолжать расти во всех регионах за исключением стран Европы (Рисунок 2.8) [31, 130, 131, 136]:

1. Аммиак: с 68 до 84 млн т.н.э. к 2030 году, и до 102 млн т.н.э. к 2050 году;
2. Метанол: с 44 до 58,5 млн т.н.э. к 2030 году, и до 73 млн т.н.э. к 2050 году.



Источник: составлено автором по материалам [178]

Рисунок 2.8 — Прогноз общемирового спроса на аммиак в разрезе регионов в млн т.н.э. за период 2017–2050 гг.



Источник: составлено автором по материалам [178]

Рисунок 2.9 — Прогноз общемирового спроса на метанол в разрезе регионов в млн т.н.э. за период 2017–2050 гг.

Следует отметить, что 85% аммиака и метанола в мире производится из природного газа, но частично в странах АТР сырьем может служить уголь или кокс. Исходя из прогноза МЭА к 2050 году планируется увеличение на 66% мирового спроса на рынке метанола (против 50% аммиака), т. е. он является наиболее перспективным продуктом переработки природного газа. Кроме того, основное его потребление приходится на страны АТР (более 50% от мирового) – потенциально дружественный рынок для РФ с наличием прямого транспортного морского сообщения с АЗРФ. Реализация крупных газохимических проектов в РФ требовала задействования заемного капитала, но их полная стоимость относительно СПГ-проектов относительно ниже (400–800 млрд руб.). Основные крупные ГХК-проекты РФ: ЗапСибНефтехим, Находкинский завод минеральных удобрений (Таблица 2.10). В РФ также действуют также ряд других крупных газохимических комплексов, однако их реализация происходила в советский период и не может быть ориентиром для проектирования новых проектов в современных условиях [31, 130, 131, 136].

Таблица 2.10 — Основные крупные проекты производства газохимической продукции реализованные в РФ

ГХК-проект	Обский ГХК (ранее «Обский СПГ»)	ЗапСиб Нефтехим	Находкинский завод минеральных удобрений	Амурский ГХК	Иркутский завод полимеров	Балтийский химический комплекс (часть комплекса в Усть-Луге)
1	2	3	4	5	6	7
Расположение	п-ов Ямал (северо-восток)	Тюменская обл., г. Тобольск	Приморский край, г. Находка	Амурская обл., г. Свободный	Иркутская обл., г. Усть-Кут	Ленинградская обл., Усть-Луга
Участники, доли %	ПАО «НОВАТЭК» (100%)	ПАО «СИБУР ХОЛДИНГ» (100%)	АО «ХИМПРОЕКТ» (99,9%)	Акционеры (2): ПАО «СИБУР ХОЛДИНГ» (60%) Sinopec (40%)	ООО «Иркутская нефтяная компания» (100%)	РУСГАЗДОБЫЧА (100%) (технолог. партнер «РусХимАльянс» - ПАО «Газпром»)
Год запуска	~2027	2019	2026	2026–2027	2025–2026	~2028

Продолжение таблицы 2.10

1	2	3	4	5	6	7
Стоимость на 2025 г., млрд руб.	~1100	~840	~445	~950	~450	~1300
Объем ресурсной базы, млрд м³	>770	>1800 ³	> 1200	>3800	>200	>5000
Продукция и производительность, млн т/год	2,4 полиэтилена 2,2 аммиака; 0,13 водорода	1,5 полиэтилена; 1 полипропилена	1,8 метанол; 3 карбамида	2,3 полиэтилена; 0,4 полипропилена	0,65 полимеров	3 полиэтилена
Способ отгрузки (%)	море: танкеры-аммиаковозы (100% для аммиака и водорода)	ж/д: контейнеры и вагоны (100%)	море: танкеры-химовозы (100% для метанола); балкеры (100% для карбамида)	ж/д: контейнеры (80-90%); балк-контейнер (20%)	ж/д: контейнеры (100%)	море: суда-контейнеровозы или балкеры (90-95%); ж/д и авто (5-10%)

Источник: составлено автором по материалам [45, 77, 78, 101]

Для реализации ГХК-проекта в АЗРФ ключевыми критериями являются (Приложение А Таблица А.2, Таблица А.4, Таблица 2.11) [31, 130, 131, 136]:

1. Крупный уверенный объем ресурсной базы природного газа для окупаемости инвестиционных вложений (>450 млрд м³);
2. Прибрежная локация с целью обеспечения возможности морской отгрузки в танкерный флот и последующей транспортировки продукции в направлении стран АТР, т. е. наиболее перспективный и потенциально дружественный рынок.

Таблица 2.11 — Ключевые параметры реализации ГХК-проектов по результатам анализа реализованных и реализуемых проектов в РФ в период 2019–2026 гг.

№	Ключевой параметр	Степень влияния (1–5)	Краткое пояснение
1	2	3	4
1	Обеспечение сырьем и энергией, инфраструктура	5	- зависимость от ГПЗ (сырье); - высокая энергоемкость процессов (для ГХК мощностью 1 млн требуется 150–200 МВт); - наличие инфраструктуры для транспорта;

Продолжение таблицы 2.11

1	2	3	4
2	Логистика грузов	5	- дефицит пропускной способности Восточного полигона РЖД (в 2024 г. обеспечил вывоз 180 млн т, дефицит заявок > 100 млн); - дефицит специализированных контейнеров; - наличие морских терминалов для экспорта, минуя перегруженные ж/д пути
3	Отсутствие технологий и оборудования	4	- зависимость от лицензиаров (Linde, Lummus, Technip) - 90% проектов остановлено или перепроектируется; - дефицит критического оборудования и зависимость от импорта
4	Рынки сбыта	4	- профицит мощностей в Китае (вводит ~ 5 млн мощностей); - цена российского полимера должна быть на 15–20% ниже рынка; - таможенные барьеры и пошлины; - спрос на «зеленые» полимеры
5	Кадровый персонал	3	- критический дефицит узких специалистов (нехватка кадров в нефтегазохимии оценивается в 10–15 тыс. человек к 2030г.), длительный цикл подготовки новых специалистов 4–5 лет); конкуренция за кадры
6	Финансирование и поддержка государства	3	- обратный акциз на этан и СУГ; - льготное финансирование (ФНБ и ВЭБ); - льготирование НДС для арктических проектов

Источник: составлено автором

Кормовой белок (биопроtein, Вариант 3) является критически важным элементом в рационах сельскохозяйственных животных, птицы и рыбы, поскольку его наличие и доступность напрямую коррелируют с уровнем производства в продовольственном секторе. Однако, согласно исследованиям, существующая кормовая база обеспечивает потребности в белке аграрного сектора только на 70–75%. Этот значительный дефицит приводит к тому, что расход кормов увеличивается примерно в 1,5 раза по сравнению с кормами, полностью удовлетворяющими белковые потребности на уровне 100% [205]. При этом известно, что качество кормов определяет до 60–70% продуктивности животных, в то время как стоимость кормов составляет 50–60% от себестоимости конечной продукции животноводства [120]. Следовательно, использование кормов, полностью удовлетворяющих белковые потребности, может значительно снизить себестоимость продукции в агропромышленном комплексе. Кормовой белок,

который добавляется в корма, где он отсутствует или его содержание является недостаточным (или такой белок не является полноценным из-за отсутствия всех необходимых аминокислот), играет важную роль в обеспечении адекватного питания животных и рыб. Применение природного газа (фракции метана) является наиболее экономически выгодным в контексте получения высокой выработки кормового белка, но значительные капитальные затраты на организацию производственных мощностей и строгие нормативы в области безопасности приводят к тому, что данный метод производства белка становится экономически неоправданным при малых производственных объемах, что делает его применимым преимущественно в условиях крупномасштабного производства (Таблица 2.12) [31, 117, 130, 131, 136, 204].

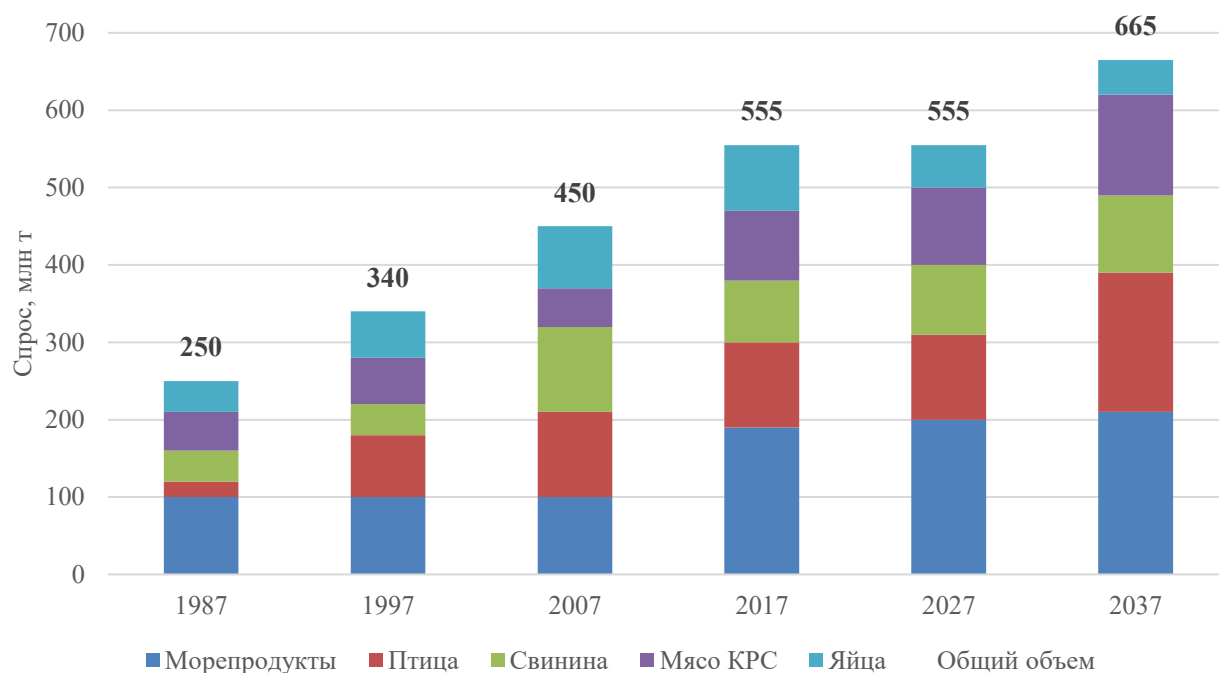
Таблица 2.12 — Стоимость различных видов сырья в пересчете на 1 т кормового белка

Вид сырья для производства белка	Стоимость 1 руб./т	Выход белка, кг на 1 т сырья	Стоимость в пересчете на 1 т белка, руб.
Метан, т	19 455	700	27 793
Опилки (гидролиз)	6 000	32	187 500
Жмых подсолнечный (36% белка)	15 000	36	416 667
Сыворотка молочная сухая	56 000	11	5 090 909
Пивная дробина сухая	11 000	25	440 000
Спиртовая барда сухая	15 000	33	454 545
Спиртовая барда (дрожжи)	15 000	65	230 769
Солома	2 000	5	400 000
Солома, обработанная заквасками	2 000	10	20 0000

Источник: составлено автором по материалам [117]

Мировой спрос на животный белок в среднем растёт на 16–30% за 10-летие и, согласно прогнозам, его потребление к 2037 году составит более 650 млн тонн (Рисунок 2.10). Данный фактор хорошо коррелируется с ростом населения планеты с 7,9 млрд чел. в 2022 году до 9,7 млрд чел. к 2050 году по прогнозу Организации Объединенных Наций (ООН) [126]. В основном данный прирост достигается за

счёт стран Африканского, Центрального-Азиатского и Южно-Азиатского региона [31, 130, 131, 136, 204].



Источник: составлено автором по материалам [117]

Рисунок 2.10 — Динамика и прогноз мирового спроса на кормовой белок

Согласно доктрине продовольственной безопасности РФ доля отечественной продукции в потреблении мяса и мясopодуктов должна составлять не менее 85% [120]. Соответственно стратегия развития агропромышленного и рыбохозяйственного комплексов на период до 2030 года предусматривает: увеличение физического объема инвестиций и экспорта до 45 млрд долл. в год, увеличение объемов производства продукции с высокой добавленной стоимостью и открытие новых рынков, устранение торговых барьеров, эффективную логистику [31, 93, 130, 131, 136, 204].

Потенциальный ежегодный рост внутреннего и внешнего рынка по реализации кормового белка, производимого из стандартных источников сырья (не природный газ), оценивается от 0,7 до 10 млн тонн. Если же рассматривать производство именно биопотеина (кормового белка из природного газа), то потенциальный объем рынка данной новой отрасли различными источниками оценивается в 125–350 тыс. т (Таблица 2.13). Исходя из выхода 700 кг биопотеина

на 1000 кг или ~1500 м³ метана (Таблица 2.12), на производство 100 тыс. тонн кормового белка будет затрачено 1,5 млрд м³ метана в год, т.е. данные объемы относительно небольшие с точки зрения реализации крупных газодобывающих проектов (месторождений) с потенциалом добычи от 5-10 млрд м³/год. Таким образом, данный вид бизнеса можно рассматривать больше, как дополнительный источник дохода для газодобывающих компаний, ведущих деятельность в АЗРФ, но ни как основное стратегическое направление развития [31, 93, 130, 131, 136, 204].

Таблица 2.13 — Потенциальные объемы внутреннего и внешнего рынка для реализации кормового белка

Показатель	Внутренний рынок	Новые отрасли	Внешний рынок
1	2	3	4
Годовой рост объема рынка	- 700 тыс. т	- 350 тыс. т (продажа рыбы) - 125 тыс. т (продажа биопотеина)	10 млн т
Основные представители (компании) на рынке	- Протелюкс, - Гипробиосинтез, - Биопрактика, - Метаника	- НИКАРИ, - AQUARIAN, - TETRA, - SERA, - Тобольский рыбзавод, - Инарктика	- UniBio, - Calysta, - BP ventures, - MITSUI & CO, - Cargill, - Core Protein, - Gulf Biotech, - Adisseo
Производители кормов	- АминоСиб, - Богдановичский КЗ, - Оренбургский КЗ, - Глазовский КЗ		- Cargill, - AB agri, - Addcon, - Adisseo SAS, - AGRAVIS Raiffeisen
Агропромышленные комплексы	- Мираторг, - Черкизово, - Ишимский агрокомплекс, - Атяшево		- Kidman & Co ltd, - Australian Agricultural Company, - The North Australian Pastoral (NAPCO)
Рыбные хозяйства	- Тобольский рыбзавод, - Инарктика, - Карельские рыбные заводы	- Рузафиш, - Сокра, - Удмуртский хладкомбинат, - Малтат, - АльянсПромСнаб	- НИКАРИ, - AQUARIAN, - TETRA, - SERA

Продолжение таблицы 2.13

1	2	3	4
Источники информации	- АминоСиб, Богдановичский КЗ, Оренбургский КЗ, Глазовский КЗ - Мираторг, Черкизово, Ишимский агрокомплекс, Атяшево - Тобольский рыбзавод, Инарктика, Карельские рыбные заводы	- Федеральное агентство по рыболовству - Инновационно-консультационный центр агропромышленного комплекса - Журнал «Агроинвестор»	- Обзор Российского и мирового рынка комбикормов по состоянию на 02.09.2022 года - Федеральная служба государственной статистики - Журнал «Комбикорма»

Источники: составлено автором

Кормовой белок (биопроtein), производимый из природного газа, является драйвером развития мировой и российской продовольственной отрасли. Потенциальный объем внешнего и внутреннего рынка позволяет организовать крупнотоннажное производство кормового белка на отдаленных территориях АЗРФ. Газодобывающие компании, которые первыми войдут на данный рынок, имеют возможность занять лидирующие позиции по производству кормового белка и обеспечить доминирующее положение в период его бурного роста. Согласно выполненного автором диссертации SWOT-анализу (Приложение А Таблица А.2, Таблица А.4) ключевым критерием применимости рассматриваемого варианта является прибрежная локация проекта для обеспечения возможности морской отгрузки и транспортировки продукции из региона, или расположение вблизи потенциальной железнодорожной трассы «Северный широтный ход» [31, 130, 131, 136].

Итоговые результаты исследования каналов диверсификации природного газа в разрезе дальнейших перспективных рынков сбыта продукции классифицированы в таблице 2.14. Рассматриваемые варианты не выводят компанию за пределы основной отраслевой деятельности (добыча и подготовка газа), а представляют собой различные формы расширения базового газового бизнеса. Именно поэтому они могут быть интерпретированы как стратегически связанные альтернативы, различающиеся по капиталоемкости, срокам реализации, структуре рисков и глубине переработки ресурса [31, 130, 131, 136].

Таблица 2.14 — Сводный анализ ключевых критериев реализации вариантов стратегического развития газодобывающего бизнеса в АЗРФ

Тип транспорта	Основной бизнес (трубопроводный транспорт)			Диверсификация бизнеса (морской транспорт)		
Вариант диверсификации поставки природного газа	Вариант 1 Выжидательная позиция – использование действующих контактов	Вариант 2 Партнёрство по оффтейк-контракту	Вариант 3 Экспорт газа через газопровод «Сила Сибири 2»	Вариант 1 СПГ-проект	Вариант 2 ГХК-проекты	Вариант 3 Кормовой белок (биопротеин)
Рынок	Внутренний (РФ)		Внешний (страны АТР)		Внешний (страны АТР)	Внутренний
Рост рынка сбыта газа в период 2022-2030гг	с 484 до 511–582 млрд м ³		с 369 до 458 млрд м ³ (Китай)		с 26,2 до 72 млн т (метанол и аммиак)	рост на ~700 тыс. т /год или ~7 млрд м ³ /год в газовом эквиваленте
Ключевые критерии реализации	Пролонгация действующего или заключение нового контракта	Наличие партнера по оффтейк-контракту	Доступ к трубопроводному каналу «Сила Сибири 2» через ПАО «Газпром»	Прибрежная локация Ресурсная база >1,7 трлн м ³ Наличие партнера – разделение инвестиционной нагрузки (>1,5 трлн руб.)	Прибрежная локация Ресурсная база >450 млрд м ³	Прибрежная локация или расположение вблизи ж/д трассы

Источник: составлено автором

После формирования набора допустимых направлений требуется перейти к их сравнительной оценке по единой системе критериев. Это необходимо для того, чтобы от экспертного выбора отдельных вариантов перейти к управленческому отбору тех альтернатив, которые действительно соответствуют ресурсному профилю компании и ограничениям конкретной территории. Выполненный сводный анализ ключевых критериев рассмотренных вариантов трубопроводного и морского транспорта поставок природного газа (Таблица 2.14) формируют ключевые развилки при формировании авторского алгоритма выбора альтернатив с

целью дальнейшего отбора основных направлений стратегического развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ в рамках концептуальной модели (глава 1 §1.3), т. е. являются основой для формирования мнения менеджмента газодобывающих компаний при принятии решения. Полученный набор направлений и ключевых критериев их реализации следует рассматривать как исходное поле выбора, которое в последующих разделах подлежит структурированию, ранжированию и проверке на реализуемость с использованием авторского инструментария.

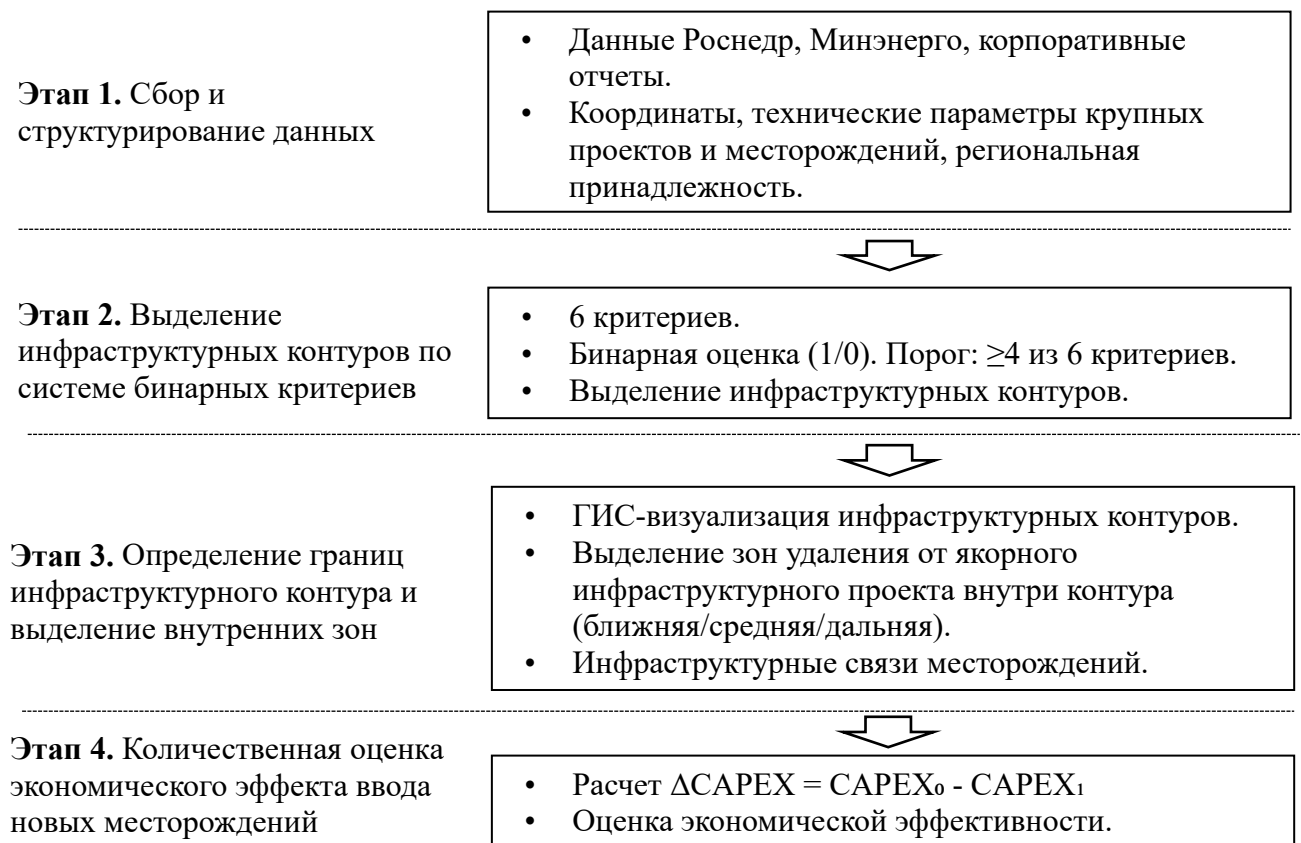
2.2 Методический подход к выделению инфраструктурных контуров газодобывающего бизнеса как основы стратегического анализа капиталоемких проектов

Сформированная вариативность стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса (Глава 2 §2.1) требует дальнейшего уточнения с учетом пространственной конфигурации ресурсной базы и параметров инфраструктурной связанности объектов. Это обусловлено тем, что в условиях отдаленных территорий АЗРФ именно наличие или отсутствие возможности совместного использования инфраструктуры определяет границы экономически рациональной реализации капиталоемких проектов и влияет на выбор приоритетных направлений корпоративного стратегического развития. В этой связи возникает необходимость в таком методическом инструменте, который позволял бы не только фиксировать территориальную близость месторождений и инфраструктурных объектов, но и выявлять устойчивые хозяйственные сочетания, в пределах которых достигается снижение капитальных затрат и повышение инвестиционной привлекательности реализации новых проектов. Такое понимание позволяет рассматривать инфраструктурный контур как единицу корпоративного стратегического анализа, связывающую параметры ресурсного освоения с конфигурацией инвестиционных решений и направлением развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях [7, 9, 32, 34, 64, 122, 132, 195].

Автором диссертационного исследования предлагается понятие **инфраструктурного контура**, который представляет пространственно-локализованную совокупность объектов добычи, подготовки, транспорта, энергообеспечения и вспомогательной инфраструктуры, связанных общими логистическими, технологическими и организационно-экономическими параметрами, при которых подключение новых проектов к уже существующей или проектируемой инфраструктурной базе обеспечивает более высокую экономическую эффективность по сравнению с их изолированным освоением.

Логика предлагаемой методики включает четыре взаимосвязанных этапа: сбор и структурирование исходных данных, выделение инфраструктурных контуров по системе бинарных критериев, определение границ инфраструктурного контура и количественную оценку экономического эффекта совместного использования инфраструктуры (Рисунок 2.11). **На первом этапе** автором выполняется сбор и структурирование исходных данных по объектам добычи и инфраструктуры. В информационную базу включаются сведения Министерства природных ресурсов Российской Федерации, Министерства энергетики Российской Федерации, корпоративная отчетность газодобывающих компаний, а также результаты научно-аналитических исследований по освоению АЗРФ. Для каждого объекта фиксируются координаты, технические характеристики, корпоративная принадлежность, наличие транспортных каналов, параметры рынков сбыта и характеристики ресурсной базы. Это обеспечивает сопоставимость объектов и формирует исходный массив данных для последующего пространственного и экономического анализа. **На втором этапе** на основе системы бинарных критериев выполняется оценка инфраструктурной связанности и экономической целостности рассматриваемой территории. Методика включает шесть бинарных критериев: наличие действующего логистического канала транспортировки газа, наличие перспективного рынка сбыта, географическую близость инфраструктурных объектов, единую региональную принадлежность, наличие якорного инфраструктурного проекта и технологическую совместимость инфраструктуры.

Каждый критерий оценивается по бинарной шкале: «1» — критерий выполняется, «0» — критерий не выполняется. Пороговым условием формирования инфраструктурного контура является соответствие не менее чем четырем критериям из шести. Использование бинарной системы оценки позволяет снизить субъективность интерпретации результатов, обеспечить однозначность группировки объектов и сформировать основу для последующей количественной оценки экономического эффекта [29, 32, 34, 65, 67, 116, 132].



Источник: составлено автором

Рисунок 2.11 — Этапы выделения и оценки экономической эффективности инфраструктурных контуров

Содержательное наполнение указанных критериев и условия присвоения бинарной оценки (Таблица 2.15) сформировано на основе анализа ключевых ограничений и факторов экономической эффективности при освоении арктических месторождений и охватывает логистический, рыночный, пространственный, административный, инфраструктурный и технологический аспекты [9, 32, 34, 122].

Таблица 2.15 — Система бинарных критериев формирования инфраструктурных контуров газодобывающего бизнеса

№	Критерий	Содержательная характеристика	Условие фиксации
1	2	3	4
1	Наличие действующего логистического канала транспортировки газа	Наличие существующего или строящегося магистрального газопровода либо выхода на морской терминал СПГ как базовой инфраструктурной оси развития территории	«1» — при наличии магистрального газопровода диаметром не менее 1000 мм и пропускной способностью не менее 20 млрд м ³ в год либо при наличии выхода на морской терминал СПГ; «0» — при отсутствии
2	Наличие перспективного рынка сбыта	Наличие устойчивого канала реализации продукции, обеспечивающего коммерческую целесообразность освоения территории	«1» — при подключении к Единой системе газоснабжения либо наличии действующего экспортного СПГ-терминала; «0» — при отсутствии
3	Географическая близость инфраструктурных объектов	Пространственная сопряженность месторождений, инфраструктурных узлов и обеспечивающих объектов в пределах экономически эффективного радиуса	«1» — если среднее расстояние между ключевыми объектами не превышает 250 км; «0» — если превышает
4	Единая региональная принадлежность	Наличие институционально и административно согласованной среды реализации проектов	«1» — если объекты находятся в пределах одного субъекта РФ либо в едином контуре пространственного регулирования; «0» — при отсутствии
5	Наличие якорного инфраструктурного проекта	Существование инфраструктурного ядра, обеспечивающего возможность подключения периферийных объектов без полного дублирования базовых мощностей	«1» — при наличии не менее трех типов базовых сооружений из четырех: поселок, центральный объект производства продукции, энергообеспечение, транспортный объект; «0» — при отсутствии
6	Технологическая совместимость инфраструктуры	Возможность интеграции объектов в единый производственно-инфраструктурный контур за счет унификации технических решений	«1» — при соответствии диапазону давления 7,5–10 МПа, диаметру 530–1420 мм, наличию АСУ ТП и интеграции в единое диспетчерское управление; «0» — при несоответствии

Источник: составлено автором по материалам [19, 29, 67, 106]

Содержательно первый критерий фиксирует наличие существующего или строящегося магистрального канала транспортировки газа либо выхода на морской терминал СПГ, что означает наличие базовой инфраструктурной характеристики, вокруг которой может формироваться дальнейшее развитие контура. Вторым критерий относится к наличию потенциально растущего рынка сбыта продукции, доступного через логистический канал первого критерия. Третий критерий связан с географической близостью объектов и предполагает, что среднее расстояние между ключевыми элементами инфраструктуры не должно превышать 250 км, что соответствует радиусу экономически эффективной взаимосвязанности в арктических условиях. Четвертый критерий учитывает единую региональную принадлежность объектов, поскольку административная и институциональная согласованность влияет на сроки, стоимость и организацию реализации инфраструктурных решений. Пятый критерий предполагает наличие якорного инфраструктурного проекта, формирующего инфраструктурное ядро территории и создающего предпосылки для подключения периферийных объектов без дублирования базовых капиталоемких мощностей. Шестой критерий отражает технологическую совместимость инфраструктуры новых месторождений с якорным проектом из пятого критерия, включая унификацию технических решений по давлению, диаметру труб, системам управления и диспетчеризации, что обеспечивает реальную возможность интеграции новых объектов в существующий инфраструктурный контур [28, 32, 34, 106, 122].

Предложенные критерии различаются по своей критичности для формирования устойчивого инфраструктурного контура. Критерии №1 (наличие действующего логистического канала), №2 (наличие перспективного рынка сбыта), №5 (наличие якорного инфраструктурного проекта) и №6 (технологическая совместимость) являются **жёсткими** – их отсутствие делает невозможным совместное использование инфраструктуры и, следовательно, экономически оправданное формирование контура. Критерии №3 (географическая близость) и №4 (единая региональная принадлежность) относятся к **мягким** – их отсутствие может

быть компенсировано за счёт увеличения транспортного плеча или межрегиональных соглашений, хотя и с ухудшением инвестиционных показателей. Для наглядного обоснования порогового значения в таблице 2.16 приведены допустимые комбинации отсутствующих критериев.

Таблица 2.16 — Допустимость отсутствия критериев при формировании инфраструктурного контура

Количество отсутствующих критериев	Возможность существования контура	Типовой пример / обоснование
0–2	Да	Все жёсткие критерии выполнены; отсутствие одного-двух мягких компенсируется
3	В ограниченных случаях	Возможно только если отсутствуют исключительно мягкие критерии (№3 и №4 плюс один жёсткий, заменённый особыми условиями)
≥4	Нет	Контур теряет либо логистическую связность, либо рыночную реализуемость, либо технологическую совместимость

Источник: составлено автором

Минимально достаточным для формирования контура является выполнение **не менее четырёх критериев**, что соответствует присутствию всех четырёх жёстких критериев либо трёх жёстких и одного мягкого при наличии компенсирующих факторов. Снижение порога до трёх критериев принципиально допускает включение объектов, утративших, например, якорный проект или технологическую совместимость, что ведёт к формированию экономически неоднородных и инвестиционно-несостоятельных сочетаний. Повышение порога до пяти критериев, напротив, избыточно, так как исключает из рассмотрения конфигурации, где отсутствие одного мягкого критерия не является критичным. Таким образом, установленное автором пороговое условие представляет собой методически обоснованный компромисс, обеспечивающий выделение устойчивых инфраструктурных контуров, пригодных для последующей количественной оценки экономии капитальных вложений.

Предложенная система бинарных критериев ориентирована на выявление экономически и инфраструктурно обоснованных территориальных сочетаний объектов газодобычи. Экологические ограничения (особо охраняемые природные

территории, зоны с особыми условиями природопользования) и социальные факторы (территории традиционного проживания коренных малочисленных народов Севера) на данном этапе не включены в систему критериев, поскольку их учёт требует специализированных процедур оценки воздействия на окружающую среду и согласования с региональными органами власти. Указанные ограничения не являются определяющими для формирования инфраструктурного контура как экономической категории, но подлежат обязательному анализу на последующих стадиях проектирования и реализации конкретных инвестиционных проектов в рамках соответствующего контура. Таким образом, выделение инфраструктурных контуров по предложенной методике создаёт лишь экономико-пространственную основу, которая в дальнейшем должна быть верифицирована с учётом экологических и социальных требований.

На третьем этапе автором определяются границы инфраструктурного контура. Для этого используется пространственная визуализация объектов в ГИС-среде с учетом административных ограничений, логистических связей и расположения ключевых инфраструктурных узлов. Границы формируются не как результат механического объединения территориально близких объектов, а как итог экономико-пространственного скрининга, в рамках которого одновременно учитываются транспортные, технологические и организационно-экономические параметры освоения ресурсной базы. Тем самым инфраструктурный контур фиксирует не просто географическую близость объектов, а устойчивую конфигурацию корпоративной инфраструктуры, внутри которой возможно снижение удельной капиталоемкости новых проектов за счет разделения на ближнюю, среднюю и дальние зоны расположения новых месторождений для ввода в разработку относительно удаленности от основного якорного инфраструктурного проекта. Принцип ввода новых месторождений в разработку в синергии с якорным проектом в рамках единого инфраструктурного контура структурно отражён на рисунке 2.12 и раскрывает логику формирования инвестиционной архитектуры

газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях АЗРФ через встраивание новых объектов в уже сформированный инфраструктурный базис [32, 34].



Источник: составлено автором

Рисунок 2.12 — Принцип ввода новых месторождений в разработку в синергии с якорным проектом в рамках единого инфраструктурного контура

Центральным элементом выделенного контура выступает якорный инфраструктурный проект — совокупность объектов, обеспечивающих синергетическое взаимодействие не менее трёх территориально сопряжённых активов. В его состав входят: социально-бытовая инфраструктура (вахтовый посёлок), центральный объект производства и первичной переработки продукции (установки осушки газа, производства сжиженного природного газа, газохимии), объект энергоснабжения (газотурбинная или газопоршневая электростанция), а также один из объектов транспортировки. Совместное использование данных мощностей несколькими месторождениями исключает необходимость дублирования капиталоемких объектов, что является ключевым условием достижения положительных синергетических эффектов при освоении отдаленных территорий АЗРФ. Подключение новых месторождений к якорному проекту дифференцировано по зонам удалённости: ближней, средней и дальней. Для каждой зоны определяется состав инвестиционного проекта (CAPEX₁): кустовые площадки и скважины, локальная трубопроводная сеть, газопровод подключения к

якорному проекту и объекты промысловой подготовки газа. В случае недостаточности резервной мощности якорного проекта предусматривается её поэтапное расширение, финансируемое за счёт совокупного инвестиционного бюджета вовлекаемых месторождений. Результирующим звеном инфраструктурного контура является логистический канал — система транспортировки товарной продукции до целевых рынков сбыта. В зависимости от принятой стратегии монетизации ресурсной базы логистический канал реализуется посредством одного из трёх инструментов: терминально-танкерной инфраструктуры (для СПГ и газохимической продукции), магистрального газопровода с подключением к Единой системе газоснабжения Российской Федерации, либо железнодорожного транспорта. Выбор логистического канала предопределяет направление поставок — экспортное или ориентированное на внутренний рынок — и в значительной мере обуславливает инвестиционную привлекательность всей системы [32, 34].

На четвертом этапе автором предлагается методика оценки экономической обоснованности инвестиционных решений по каждому элементу инфраструктурного контура, которая осуществляется на основе корпоративной базы данных удельной стоимости объектов инфраструктуры, сформированной в соответствии с методологией AACE/PMBOOK [172]. Точность оценки повышается по мере продвижения проекта по стадиям реализации: от 5-го класса (стадия первичной оценки) через 3–4-й класс (стадия выбора) и 2-й класс (стадия определения) до 1-го класса точности на стадии непосредственной реализации. Данный подход обеспечивает поэтапное снижение неопределённости инвестиционных оценок и формирует методическую основу для принятия стратегических решений в условиях ограниченной информации, характерных для освоения месторождений отдаленных территорий АЗРФ. Базовым показателем выступает экономия капитальных вложений, рассчитываемая по формуле 2.1 [32, 34]:

$$\Delta CAPEX = CAPEX_0 - CAPEX_1, \quad (2.1)$$

где:

- $CAPEX_0$ — капитальные затраты при изолированной реализации проекта без использования возможностей существующей инфраструктуры в контуре;
- $CAPEX_1$ — капитальные затраты при подключении нового месторождения к объектам якорного инфраструктурного проекта.

Допущением указанного подхода является принятие сопоставимости операционных денежных потоков по сравниваемым сценариям, а также равенства горизонта проекта и базовых параметров эксплуатации. Такое допущение введено сознательно, поскольку на данном этапе исследования решается задача сравнительной оценки эффекта исключения дублирующих инфраструктурных мощностей и связанного с этим снижения капиталоемкости инвестиционных решений. Соответственно, изменения показателей внутренней нормы рентабельности проекта и срока окупаемости инвестиций (IRR и PP) в рассматриваемой модели обусловлены прежде всего различиями в первоначальном объёме капитальных вложений. Для интегрированного варианта освоения данное допущение не искажает общий вывод о его сравнительном преимуществе, поскольку сокращение числа создаваемых объектов инфраструктуры означает не только снижение капитальных затрат (CAPEX), но и, как правило, отсутствие предпосылок для роста базовой операционной нагрузки относительно варианта изолированной реализации проекта. Детализированная стоимостная оценка операционных затрат (ОРЕХ) не входит в задачи настоящего исследования и в практическом корпоративном применении может уточняться на основе действующих внутрикорпоративных операционных моделей в составе автоматизированной поддержки принятия решений.

Для перехода от оценки абсолютной экономии капитальных вложений ($\Delta CAPEX$) к комплексным инвестиционным показателям применяется упрощенная модель оценки влияния потенциального снижения капитальных вложений на

внутреннюю норму доходности (IRR) и срок окупаемости (PP). Модель основана на следующих ключевых допущениях [32, 34]:

- Операционные денежные потоки по сравниваемым сценариям принимаются сопоставимыми, поскольку методика направлена на оценку эффекта снижения первоначальных капитальных вложений при сохранении базовой производственной конфигурации проекта.
- Продолжительность проекта (20 лет) и базовые параметры эксплуатации принимаются равными.
- При этих допущениях изменение IRR (ΔIRR) и PP (ΔPP) обусловлено исключительно разницей в первоначальных инвестициях.

Сокращение срока окупаемости рассчитывается непосредственно через экономию капитальных вложений и среднегодовой денежный поток по формуле 2.2:

$$\Delta PP = \frac{\Delta CAPEX}{CF_y}, \quad (2.2)$$

где:

- ΔPP – сокращение срока окупаемости проекта за счет подключения нового месторождения к объектам якорного инфраструктурного проекта.
- $\Delta CAPEX$ - экономия капитальных вложений при подключении нового месторождения к объектам якорного инфраструктурного проекта.
- CF_y - среднегодовой денежный поток после уплаты налогов.

Прирост внутренней нормы доходности аппроксимируется по формуле 2.3:

$$\Delta IRR = k \times \frac{\Delta CAPEX}{CAPEX_o}, \quad (2.3)$$

где:

- ΔIRR - прирост внутренней нормы рентабельности проекта при подключении нового месторождения к объектам якорного инфраструктурного проекта.

- $\Delta CAPEX$ - экономия капитальных вложений при подключении нового месторождения к объектам якорного инфраструктурного проекта.
- k — эмпирический коэффициент «рычага». Для арктических газовых проектов, по данным отраслевых отчетов [197], значение принимается равным 1.0 для средневзвешенной оценки.

Данная упрощенная модель не заменяет полноценного финансового моделирования, но позволяет получить обоснованную оценку прироста инвестиционной привлекательности. При интерпретации полученного эффекта важно исходить из того, что методика прежде всего выявляет влияние снижения первоначальной капиталоемкости, а не моделирует весь жизненный цикл проекта во всех деталях. По этой причине она особенно полезна на ранних стадиях стратегического отбора, когда необходимо быстро отделить инфраструктурно целесообразные решения от заведомо избыточных [32, 34].

Практическая значимость предложенного методического подхода состоит в том, что он позволяет перейти от фрагментарного рассмотрения отдельных месторождений и инфраструктурных объектов к системному анализу их пространственной сопряженности и экономической совместимости. **Использование инфраструктурного контура в качестве единицы анализа** создает основу для согласования решений о последовательности освоения месторождений, направлениях развития каналов поставок и вариантах подключения периферийных проектов к существующей инфраструктурной базе. Тем самым формирование инфраструктурных контуров выступает промежуточным, но необходимым звеном между разработкой стратегических альтернатив и их последующим экономическим ранжированием в рамках корпоративной стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях.

Таким образом, предложенный методический подход позволяет идентифицировать инфраструктурные контуры как устойчивые пространственно-хозяйственные конфигурации освоения ресурсной базы и оценивать экономический эффект совместного использования инфраструктуры [32, 34].

2.3 Последовательная процедура выбора стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса концептуальной модели

Автором диссертационного исследования разработана последовательная процедура выбора приоритетного и резервного варианта из установленной вариативности направлений стратегического развития газодобывающего бизнеса (Глава 2 §2.1) для каждого инфраструктурного контура, выделенного по авторскому методическому подходу (Глава 2 §2.2). Разработанная процедура выполняется на этапе концептуальной модели «Разработка и выбор стратегических направлений развития газодобывающего бизнеса» (Рисунок 2.13), и решает задачу определения инструментария выбора основного и альтернативного варианта поставок и монетизации природного газа [32, 33].



Источник: составлено автором

Рисунок 2.13 — Основные этапы последовательной процедуры выбора стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса концептуальной модели

Современные вызовы, связанные с энергетическим переходом, волатильностью рынка углеводородов и ужесточением экологических требований, обуславливают необходимость применения системных методов разработки и выбора стратегических направлений развития газодобывающего бизнеса. Данный

процесс требует интеграции аналитических, количественных и инновационных подходов, учитывающих как внутренние ресурсные ограничения компаний, так и внешние макроэкономические, политические и экологические факторы [11, 31, 33, 176].

Аналитические методы служат основой для первичной оценки стратегических возможностей [31, 33]:

1. SWOT-анализ позволяет идентифицировать сильные и слабые стороны компании (например, доступ к ресурсной базе, технологическая оснащённость) и внешние возможности/угрозы (изменение спроса, геополитические конфликты) [175].
2. PESTEL-анализ фокусируется на макрофакторах: политике декарбонизации, регулировании выбросов, технологических инновациях [198].
3. Модель пяти сил Майкла Портера выявляет конкурентные преимущества в условиях фрагментации рынка [198].

Количественные методы обеспечивают формализацию стратегических решений [31, 33]:

1. Сценарное планирование и моделирование реальных опционов (Real options valuation - ROV) применяются для управления рисками в долгосрочных проектах [105, 163].
2. Динамическое стохастическое моделирование (Dynamic Strategic Modelling - DSM) позволяет прогнозировать экономические показатели с учётом рыночных изменений [161].
3. Многокритериальный анализ (Multiple-criteria decision analysis - MCDA), включая метод АНР (Analytic Hierarchy Process), используется для ранжирования стратегии по критериям ESG, рентабельности и риска [53, 191].

Комбинированные подходы объединяют качественные и количественные методы для повышения точности прогнозов, такие как гибридные методы (SWOT-

анализ и нечёткие множества) позволяют обрабатывать экспертные оценки в условиях неопределённости [186], Big Data и машинное обучение оптимизировать логистику и прогнозировать спрос [31, 33]. Стратегическая гибкость комбинированных методов, в отличие от статичных аналитических или динамичных количественных, обеспечивает возможность оперативной корректировки корпоративных стратегий в условиях изменения внешней среды, что соответствует принципам адаптивного управления (Таблица 2.17) [31, 33].

Таблица 2.17 — Используемые методы разработки и выбора направлений стратегического развития газодобывающего бизнеса

Категория	Методы	Краткое описание	Экспертная оценка эффективности
Аналитические	SWOT, PESTEL, 5 сил Портера	Оценка внутренних/внешних факторов, макросреды, конкуренции.	Узкая направленность, ограничены качественными данными.
Количественные	ROV, DSM, MCDA	Управление рисками, прогнозирование, многокритериальная оптимизация.	Высокая точность, но требуют строгих входных данных.
Комбинированные	Гибридные методы, Big Data	Интеграция экспертных оценок и данных, цифровизация.	Наиболее эффективны за счёт адаптивности и обработки Big Data.

Источник: составлено автором

Для выбора стратегических направлений развития газодобывающего бизнеса необходимо обеспечить их сопоставимый выбор в условиях высокой неопределенности [2, 105, 144]. Для решения этой задачи автором предлагается использовать **комбинированный метод**, в котором качественный первичный отбор последовательно дополняется формализованной количественной оценкой и итоговым ранжированием вариантов. Изолированное применение только качественных или только количественных методов в рассматриваемых условиях оказывается ограниченным. Для газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ принципиально важно одновременно учитывать инфраструктурные ограничения, рыночную неопределенность, ресурсную обеспеченность и различия в инвестиционной нагрузке по вариантам развития. Поэтому в диссертации используется не отдельный инструмент, а сочетание

нескольких, где каждый элемент решает собственную аналитическую задачу. Авторский алгоритм выбора альтернатив отсеивает стратегически несостоятельные варианты, нечеткая оценка позволяет работать с неполной и неоднозначной информацией, а интегральное рейтингование завершает выбор через сопоставление отобранных альтернатив по ключевым параметрам (Таблица 2.18) [31, 33].

Таблица 2.18 — Преимущества и недостатки различных инструментов реализации комбинированного метода в контексте стратегирования газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ

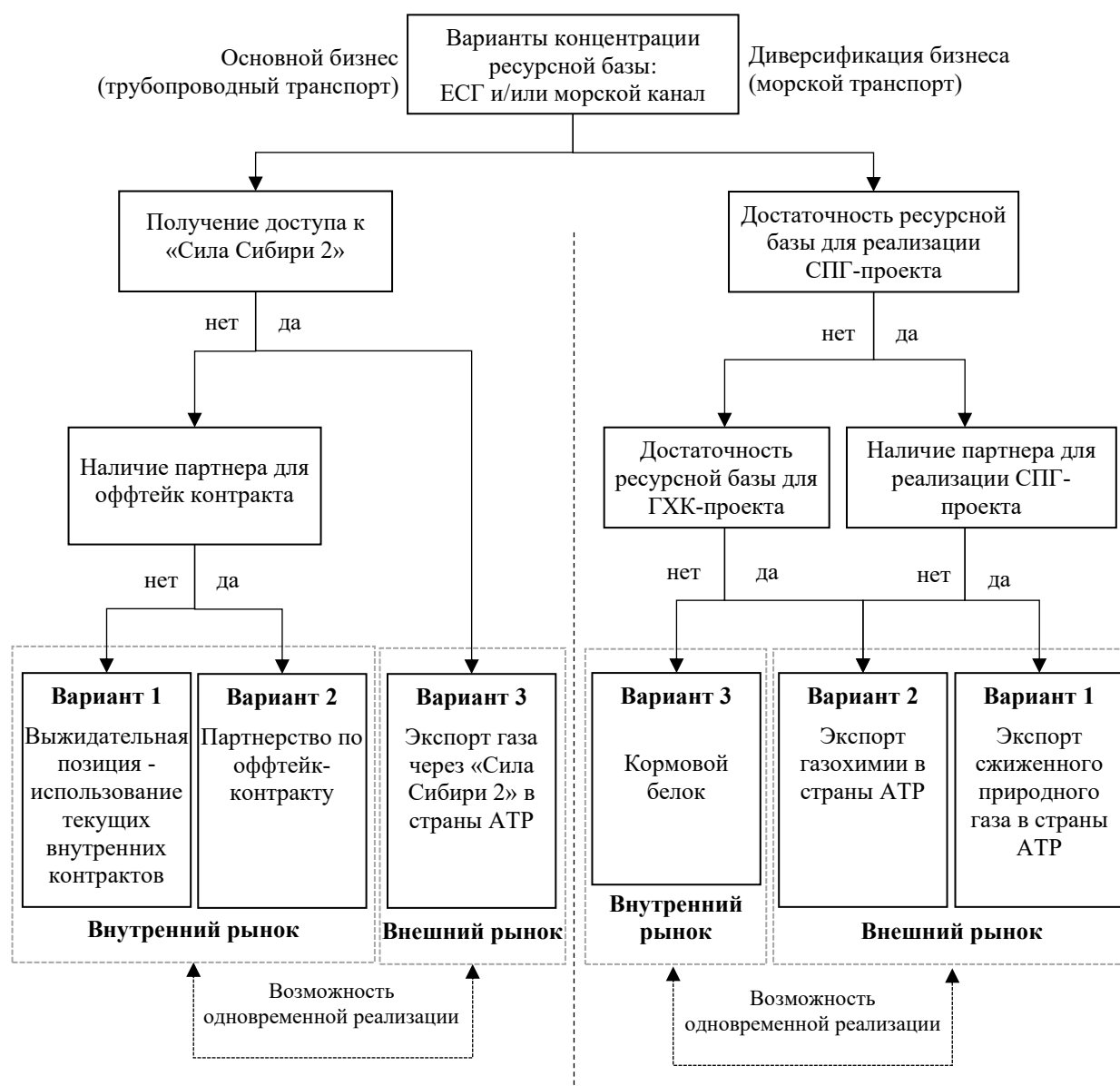
Категория метода	Метод/Комбинация методов	Время на выполнение	Качество результата	Преимущества	Недостатки	Гибкость	Прозрачность	Оценка рисков и неопределенности	Применимость для газодобывающего бизнеса в АЗРФ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Аналитические	SWOT-анализ	Среднее (1 неделя)	Высокое	Выявление сильных/слабых сторон, возможностей/угроз	Зависит от субъективности экспертов, ограничен качественными данными	Средняя	Средняя	Средняя	Средняя
	PESTEL-анализ	Среднее (1 неделя)	Высокое	Оценка макрофакторов (политика, экономика, экология)	Требуется актуальных данных, сложность учета динамичных изменений	Низкая	Высокая	Средняя	Высокая
	Матрица приоритетов	Среднее (1 неделя)	Высокое	Четкое распределение приоритетов	Субъективность оценок, не учитывает все внутренние аспекты	Средняя	Средняя	Низкая	Средняя

Продолжение таблицы 2.18

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Количественные	Моделирование реальных опционов (ROV)	Высокое (1-3 месяца)	Очень высокое	Управление долгосрочными рисками	Требует строгих входных данных, сложность применения	Низкая	Средняя	Высокая	Высокая
	Многокритериальный анализ (MCDA)	Среднее (несколько недель)	Очень высокое	Ранжирование стратегий по ESG, рентабельности	Зависит от точности данных, требует экспертизы	Средняя	Высокая	Высокая	Высокая
	Интегральное рейтинговое проектов	Среднее (несколько дней/недель)	Высокое	Оценка проектов по множеству факторов	Зависит от точности данных	Высокая	Очень высокая	Очень высокая	Очень высокая
Комбинированные	Авторский алгоритм выбора альтернатив + Интегральное рейтинговое	Среднее (2-4 недели)	Очень высокое	Сочетание аналитических и количественных данных, адаптивность	Требует высокой квалификации, сложность интеграции	Очень высокая	Очень высокая	Очень высокая	Очень высокая
	Авторский алгоритм выбора альтернатив + Теория игр с нечёткими параметрами	Высокое (несколько месяцев)	Высокое	Учет конкуренции и неопределенности	Ограничена стратегиями конкурентов, сложность моделирования	Средняя	Средняя	Средняя	Средняя
	Анализ чувствительности + Нечёткая логика	Высокое (1-3 месяца)	Очень высокое	Учет изменчивости факторов и неопределенности	Требует качественных данных, высокая сложность	Высокая	Средняя	Высокая	Высокая

Источник: составлено автором

Авторский алгоритм выбора альтернатив в рамках исследования рассматривается прежде всего как средство первичного отбора стратегических решений; его роль состоит в последовательной проверке реализуемости конкретного варианта с учетом исходных ресурсных, логистических и рыночных условий. Для проверки соответствия того или иного варианта используется сводный анализ ключевых критериев реализации стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ (Глава 2, §2.1, Таблица 2.14). Принцип работы авторского алгоритма выбора альтернатив на использовании уникальных ресурсных (запасы природного газа), географических и логистических (близость к транспортным каналам «Северный морской путь», «Сила широтный ход», газопроводы «Сила Сибири 2» и «Единая система газоснабжения») возможностей отдаленных территорий АЗРФ. В зависимости от исходных данных для каждой газодобывающей компании набор выбранных вариантов будет различным, поскольку траектории авторского алгоритма выбора альтернатив включают в себя узлы (ключевые развилки) и возможные их исходы, формирующие индивидуальный вектор стратегического развития. Данный подход позволяет руководителям принимать обоснованные стратегические решения с учетом региональной специфики ведения хозяйственной деятельности на отдалённых территориях АЗРФ и экономической неопределенности. Авторский алгоритм выбора альтернатив для первичного отбора вариантов стратегического развития газодобывающего бизнеса представлен на рисунке 2.14 [31, 33].



Источник: составлено автором

Рисунок 2.14 — Авторский алгоритм выбора альтернатив для первичного отбора вариантов стратегического развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ

Первичный отбор строится вокруг базовой конфигурации освоения ресурсной базы, поскольку именно её географическое местоположение (вблизи морского канала и/или Единой системы газоснабжения) определяет доступные каналы вывоза продукции и набор последующих стратегических решений. Иными словами, уже на раннем шаге становится понятно, должна ли компания ориентироваться преимущественно на развитие традиционной трубопроводной

модели либо на варианты диверсифицированной монетизации через морскую логистику и переработку:

1. Трубопроводный вариант – традиционное решение для газодобывающих компаний РФ, на котором базируется их основной бизнес поставок подготовленного природного газа;
2. Морской – вариант диверсификации бизнеса для поставок продукции переработки газа (криогенная жидкость - сжиженный природный газ, продукция газохимии, кормовой белок - биопротеин) [31, 33].

Если приоритетной оказывается трубопроводная схема, дальнейшая оценка сводится к проверке доступности альтернативных экспортных и внутренних каналов реализации. При отсутствии благоприятных внешних условий внимание закономерно смещается к стратегиям удержания действующих контрактов, стимулирования внутреннего спроса и поэтапного сохранения загрузки уже созданной инфраструктуры:

1. Получение доступа к альтернативному экспортному трубопроводному каналу в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) «Сила Сибири 2»;
2. В случае отсутствия возможности получения доступа к трубопроводному каналу в страны АТР у компании остаются два варианта работы на внутреннем рынке:
 - а. Занять выжидательную позицию за счёт пролонгации действующих контрактов поставки природного газа на внутренний рынок с текущими партнерами.
 - б. Стимуляция внутреннего спроса через заключение новых оффтейк-контрактов с ключевыми промышленными потребителями природного газа в РФ [31, 33].

В случае ориентации на морской канал логика выбора становится иной: здесь решающее значение приобретают масштаб ресурсной базы, доступность партнерства, допустимый уровень капиталоемкости и формат конечной продукции.

Поэтому альтернативы в этой группе следует рассматривать не как равнозначные, а как последовательно сужаемый набор решений от наиболее капиталоемких к более гибким сценариям переработки и специализированной монетизации газа:

1. СПГ-проект: из опыта реализации подобных проектов в РФ требуются наличия уверенного объема ресурсной базы природного газа (Таблица 2.14: $>1,7$ трлн м^3) и разделения финансовой нагрузки с партнером, т.к. подобные инвестиционные инициативы характеризуются высокой капиталоемкостью (Таблица 2.14: >1.5 трлн руб.).
2. В случае отсутствия обоих вышеуказанных факторов для реализации СПГ-проекта у компании остаются два варианта:
 - а. Экспорт продукции газохимии (к примеру – аммиак и метанол) в страны АТР по морскому транспорту при наличии достаточной ресурсной базы (Таблица 2.14: >450 млрд м^3).
 - б. Альтернативный вариант - реализация биопротеина (кормового белка) на внутреннем рынке через морской транспорт или (при наличии доступа) через потенциальный железнодорожный канал «Северный широтный ход» [31, 33].

При этом стратегический выбор не обязательно означает жесткую фиксацию только на одном направлении. Если параметры ресурсной базы и инфраструктуры это позволяют, компания может использовать смешанную конфигурацию реализации, в которой основной канал обеспечивает базовую устойчивость, а дополнительный выполняет функцию снижения долгосрочных рыночных рисков.

После первичного отбора каждая альтернатива должна быть проверена на соответствие совокупности стратегических предпосылок развития. Такая проверка позволяет оценить, насколько выбранный вариант согласуется с политическими условиями, экономическими ограничениями, технологическими возможностями и региональными интересами, а не только с локальными целями отдельного проекта. Особое значение на данном этапе имеет работа с неопределенностью, поскольку часть исходных параметров не может быть задана в виде строгих

детерминированных значений. Именно поэтому нечетко-логическая оценка используется как промежуточный этап между качественным экспертным суждением и окончательным количественным выбором, позволяя перевести неоднозначные характеристики в сопоставимую форму [31, 33].

Интегральное рейтингование в рамках диссертации следует понимать как завершающую процедуру сравнительной оценки уже отобранных и предварительно интерпретированных альтернатив по авторскому алгоритму, смысл которого заключается в формировании итогового порядка предпочтительности вариантов при соблюдении заранее заданной логики отбора. Таким образом, интегральный рейтинг является наиболее эффективным инструментом для оценки и выбора стратегического направления развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ благодаря своей способности комплексно анализировать и сравнивать рассматриваемые варианты (направления), учитывая многообразие факторов и условий их реализации [31, 33].

Для определения системы показателей с целью выбора того или иного стратегического направления развития газодобывающего бизнеса обратимся к исследованиям в области создания интегральных рейтингов инвестиционных проектов, которые, по мнению автора диссертации, качественно систематизированы в статье Куликова Д. Л. и Кучерова А. А. [60]. Авторы в своей работе описывают эволюцию развития методик интегральной оценки проектов и основной принцип их работы на основании советского, российского и международного опыта. В качестве заключения авторы приходят к выводу, что в связи с усложнением структуры и масштабов проектов, оказывающих воздействие на различные аспекты жизнедеятельности, наблюдается повышение требований к механизмам их оценки. Современные аналитические методики оценки оказываются недостаточными для адекватного учета всех аспектов проектной деятельности, что обуславливает переход к применению экспертных методов, которые, хотя и расширяют возможности оценочного анализа, но в то же время вносят элементы субъективизма и неопределенности в процесс выбора экспертов и

определения ими соответствующих рангов для оценки проектов. Возможным решением указанных вопросов является разработка новых подходов, направленных на интеграцию аналитических и экспертных методик. Создание такой интегрированной методологии позволит не только расширить спектр оценочных параметров, но и минимизировать субъективные искажения в оценке. Кроме того, акцент на многокритериальном подходе в рамках предложенной методологии обеспечит комплексную оценку проектов, учитывая как их финансовую эффективность, так и потенциальное влияние на различные сферы деятельности человека [31, 33, 76, 85, 86].

Таким образом, следует сделать вывод, что не существует универсального и общепризнанного инструмента оценки интегрального рейтинга инвестиционных проектов, который сформирует объективное видение менеджмента в пользу какого стратегического направления развития сделать выбор. Однако, несмотря на это в современной практике оценки проектов можно выделить ряд ключевых тенденций, которые определяют методологические подходы в данной области [31, 33, 60, 76]:

1. Трансформация от ретроспективного анализа к перспективной оценке, что позволяет более эффективно прогнозировать будущие результаты и риски;
2. В рамках оценочных механизмов уделяется внимание не только потенциальной коммерческой успешности, но и стратегическим аспектам;
3. Смещение акцента с традиционных аналитических методов на экспертные оценки, что обусловлено стремлением учесть множество не формализуемых факторов (к примеру, стратегических), влияющих на конечный результат.

В качестве параметров оценки выбора в пользу того или иного стратегического варианта развития, автором исследования предлагается следующий набор показателей и принцип их использования на основе интегрального рейтингования (Таблица 2.19).

Таблица 2.19 — Набор рекомендуемых показателей для оценки интегрального рейтинга стратегических направлений (вариантов) развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ

Категори	Показатель	Единица измерения	Описание показателя	Метод использования показателя в интегральном рейтинге
1	2	3	4	5
Стратегические	Соответствие варианта авторскому алгоритму	Бинарный: «+» / «-»	Бинарный показатель соответствия рассматриваемого варианта авторскому алгоритму	В случае если вариант не проходит проверку по авторскому алгоритму выбора альтернатив – он не участвует в дальнейшей оценке в связи со стратегической нецелесообразностью
	Количество стратегических предпосылок	Единицы	Количество стратегических предпосылок, которым соответствует тот или иной вариант.	Каждому варианту присваивается рейтинг равный количеству стратегических предпосылок, которым он соответствует
Экономические	IRR – internal return rate, внутренняя рентабельность варианта	Денежные единицы: млрд руб., млрд долл. и т.п.	Значение фактической нормы прибыли, ожидаемой от инвестиции.	На основании количественной оценки варианту с большим показателем IRR присваивается наивысший рейтинг – 1
	CAPEX – CAPital Expenditure, размер капитальных вложений	Денежные единицы: млрд руб., млрд долл. и т.п.	Размер капитальных вложений для реализации проекта - оценка возможностей компании нести инвестиции в крупные проекты.	На основании количественной оценки варианту с наименьшим показателем CAPEX присваивается наивысший рейтинг – 1
	PP – payback period, срок окупаемости проекта	Время: год, месяц и т. п.	Срок окупаемости проекта для оценки готовности собственников и менеджмента бизнеса ожидать прибыли от понесенных инвестиций.	На основании количественной оценки варианту с наименьшим показателем периода окупаемости присваивается наивысший рейтинг – 1.

Источник: составлено автором

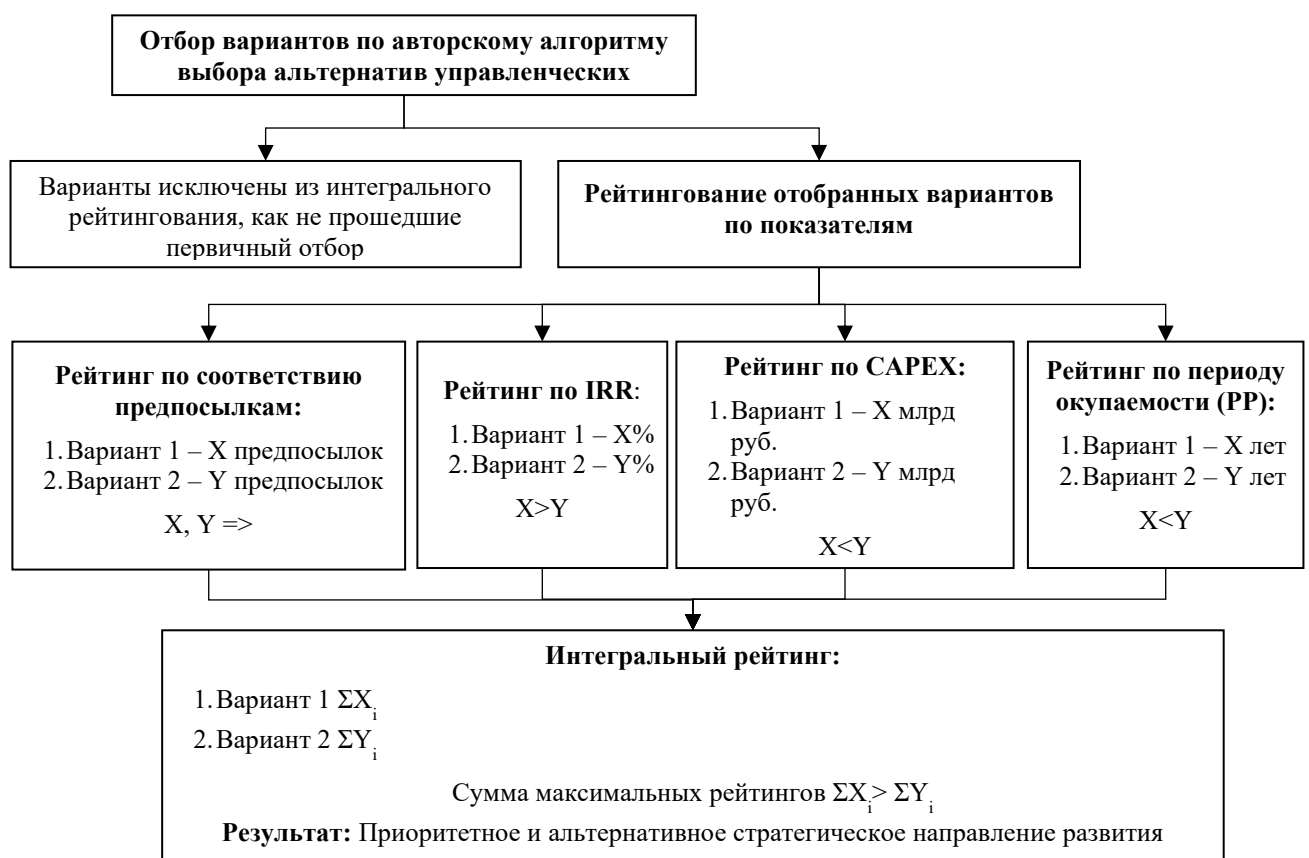
Применение NPV (чистая приведенная стоимость) и PI (коэффициент отдачи капитала), по мнению автора, может быть нецелесообразно по следующим причинам:

1. Различие в стоимости капитала у партнеров при реализации вариантов стратегического развития, где их привлечение является важным условием (к примеру – СПГ-проекты для разделения инвестиционной нагрузки). В условиях совместных проектов разные компании могут иметь различную внутреннюю стоимость привлекаемого капитала в совместно реализуемый проект, что делает NPV и PI менее универсальными и справедливыми мерами для оценки всех заинтересованных сторон проекта. Внутренняя норма доходности (IRR), напротив, предоставляет единую меру рентабельности, не зависящую от индивидуальных финансовых условий каждого из участников.
2. Важность срока окупаемости (PP): в условиях высоких рисков и неопределенности, характерных для проектов на отдаленных территориях АЗРФ, срок окупаемости является критическим показателем. Проекты с более коротким периодом окупаемости предпочтительнее, поскольку позволяют быстрее получить возврат инвестиций и снизить финансовые риски, влияют на горизонт стратегического планирования и финансовых денежных потоков в годы реализации проектов с наибольшей инвестиционной нагрузкой.
3. Высокая волатильность и риски: условия отдаленных территорий АЗРФ характеризуются высокой волатильностью экономических и политических факторов, что делает расчёт показателей NPV и PI менее надежными, т.к. они зависят от долгосрочных прогнозов базовых макропараметров (инфляция, ключевая ставка ЦБ РФ, цена на продукцию и т.п.). IRR же как мера отдачи на инвестированный капитал остается более стабильной и предсказуемой в данных условиях.

Таким образом, выбор IRR, CAPEX и PP в качестве ключевых экономических показателей для оценки проектов в газодобывающем бизнесе на отдаленных территориях АЗРФ обоснован их способностью адекватно отражать реалии и специфику региона, а также обеспечивать более точную и объективную оценку

потенциальной рентабельности и рисков выбранных направлений стратегического развития (проектов) [31, 33].

Интегральный рейтинг – это процесс ранжирования вариантов стратегического развития по количеству полученных максимальных рейтингов по каждому показателю отдельно, указанных в таблице 2.19. В предлагаемом автором подходе показатели разделены на две основные группы: стратегическое соответствие и экономическая привлекательность, и алгоритм их использования включает в себя следующие основные этапы (Рисунок 2.15) [31, 33].



Источник: составлено автором

Рисунок 2.15 — Принцип действия интегрального рейтингования вариантов стратегического развития газодобывающего бизнеса

Алгоритм применения метода строится по принципу последовательного сужения множества альтернатив. Сначала устраняются стратегически несоответствующие варианты, затем оставшиеся решения сопоставляются по

предпосылкам развития и экономическим параметрам, после чего формируется итоговая иерархия предпочтительности [31, 33].

Определение стратегического соответствия: на первом уровне рейтингования используется не количественный, а допусковый критерий: вариант либо соответствует исходной логике стратегического отбора (по авторскому алгоритму выбора альтернатив), либо исключается из дальнейшего рассмотрения. Такая фильтрация необходима для того, чтобы не сравнивать между собой решения, изначально не совместимые с условиями конкретной компании или территории. Показатель является бинарным - в случае если вариант не проходит проверку по авторскому алгоритму выбора альтернатив – он не участвует в дальнейшей интегральной оценке в связи со стратегической нецелесообразностью. Следующий уровень оценки связан со степенью встроенности альтернативы в более широкий контекст развития. Чем полнее вариант отвечает совокупности ключевых предпосылок (Таблица 1.2), тем выше вероятность его устойчивой реализации не только на уровне проекта, но и в системе корпоративных, региональных и отраслевых целей. На основании количественной оценки каждому варианту присваивается рейтинг, равный количеству стратегических предпосылок, которым он соответствует [31, 33].

Определение экономической привлекательности: выполняется расчёт показателей экономической эффективности (Таблица 2.19 – CAPEX, IRR, PP), на основании которых ранжируются выделенные варианты стратегического развития. Варианту с наиболее экономически эффективным значением CAPEX, IRR или PP присваивается наивысший рейтинг – 1, второму по эффективности – 0 [31, 33].

Интегральное рейтингование: выполняется суммирование количества рейтингов по каждому варианту отдельно в разрезе всех количественных показателей стратегического соответствия и экономической привлекательности. Вариант, который набирает больший рейтинг, устанавливается как приоритетный (основной), второй по рейтингу как альтернативный (диверсификация) – пример расчета представлен в таблице 2.20. В случае равенства интегральных рейтингов

нескольких вариантов направление стратегического развития газодобывающего бизнеса предлагается выбирать на основании управленческого решения [31, 33].

Таблица 2.20 — Пример итоговой таблицы – результаты рейтингования вариантов стратегического развития по авторской модели

Показатель		Основной бизнес – трубопроводный транспорт			Диверсификация – морской транспорт		
		Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3
Стратегическое соответствие	Соответствие авторскому алгоритму выбора альтернатив	+	-	-	+	-	—
	Соответствие стратегическим предпосылкам	6	Исключены из оценки последующих показателей, как не прошедшие первичный критерий (авторский алгоритм выбора альтернатив)		8	Исключены из оценки последующих показателей, как не прошедшие первичный критерий (авторский алгоритм выбора альтернатив)	
Экономическая привлекательность	IRR	0			1		
	CAPEX	0			1		
	PP	1			0		
Интегральный рейтинг		7			10		

Источник: составлено автором

Разработанная последовательная процедура выбора стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса концептуальной модели, интегрирующая авторский алгоритм выбора альтернатив и интегральное рейтингование, позволила формализовать процесс выбора стратегий с учётом уникальных региональных и отраслевых факторов. Результатом процедуры становится выделение не только приоритетного, но и резервного направления развития. Такое решение особенно важно для арктического газодобывающего бизнеса, где высокая изменчивость внешней среды делает наличие альтернативной стратегической опции элементом устойчивости, а не просто дополнительным сценарием. Таким образом, обеспечивается переход от набора теоретически возможных направлений к системе практических и управленчески оправданных стратегических альтернатив. Применение процедуры создает связующее звено между стратегическим анализом отдаленных территорий АЗРФ, формированием

системы инфраструктурных контуров и последующим выбором конкретного варианта развития газодобывающего бизнеса для каждого инфраструктурного контура [31, 33].

2.4 Методика оценки синергетических эффектов реализации стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса

Выбор стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса формирует эффекты, выходящие за пределы отдельного проекта или предприятия и распространяющиеся на смежные отрасли-потребители газа, региональную экономику и макроэкономическую устойчивость. Это позволяет рассматривать синергетический эффект как многоуровневый результат реализации стратегических альтернатив и обуславливает необходимость разработки методики к его оценке [35, 129].

Теоретической базой исследования послужили работы в области стратегического управления, экономической безопасности, синергетических эффектов и развития ресурсного сектора [35]. Вопросы пространственной организации экономики и межотраслевых взаимодействий рассматриваются в работах П. Кругмана [185], а анализ глобальных цепочек создания стоимости – в исследованиях Т. Стёрджона [165]. Дж. Барни обосновал ресурсную теорию фирмы [154]. Проблемы обеспечения экономической безопасности в ресурсном контексте глубоко исследованы С. Ю. Глазьевым [25, 26, 142]. Методологические подходы к анализу синергетических эффектов представлены в работах А.Г. Завьялова [43], Е.В. Дробот [39] и О.Ю. Огороковой [75]. Проблематике развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в новых геополитических условиях посвящены исследования Е. Г. Казанцевой [49]. Техничко-экономические аспекты газохимических производств отражены в исследованиях Ф.С. Советина [103]. Дополнительный контекст представлен в трудах А. И. Татаркина [110], А. О. Баранова [10]. Проведённый анализ литературы выявил методический пробел. Несмотря на обширную проработку отдельных аспектов, отсутствует комплексный, формализованный и воспроизводимый инструментарий для интегральной оценки

синергетических эффектов от развития ресурсной отрасли на всех четырёх уровнях экономической системы (компания, смежные отрасли-потребители, регион, государство) в условиях одновременного действия санкционных ограничений, климатических вызовов и географической удалённости месторождений. Существующие подходы фрагментарны и не позволяют количественно обосновывать приоритеты поддержки и инвестиций на основе полной картины возникающих взаимозависимостей. Авторская гипотеза состоит в том, что синергетические эффекты от развития базовой ресурсной отрасли имеют мультипликативный характер и влияние на экономическую безопасность. Системный учёт и количественная оценка с помощью предлагаемой методики являются необходимым условием для оптимизации государственной стратегии развития ресурсных регионов, повышения эффективности поддержки и предотвращения стратегических потерь от неполного использования возникающего потенциала [35].

Предложенная система анализа взаимовлияния развития ресурсных отраслей основана на понимании того, что синергетические эффекты от развития базовой ресурсной отрасли трансформируются и усиливаются на всех последовательных уровнях экономической системы. Каждый уровень обладает уникальными характеристиками, временными горизонтами проявления эффектов и набором ключевых показателей, что в совокупности позволяет перейти от фрагментарной оценки проекта к системной оценке его вклада в совокупную экономическую безопасность. Связующим инструментом при этом может выступить критерий затратоёмкости ресурса (d_i). Ключевые параметры каждого уровня экономической системы (отрасли) приведены в таблице Таблица 2.21 [35].

Таблица 2.21 — Характеристика уровней экономической системы: матрица $E = \{E_{kjt}\}$ (уровень, ключевые показатели, временной горизонт)

Уровень (k)	Объект анализа	Ключевые показатели (j)	Временной горизонт (t)	Взаимосвязь с другими уровнями
1. Микроуровень (Добывающая компания)	Финансово-хозяйственная деятельность добывающего предприятия, реализующего проект.	Внутренняя норма рентабельности (IRR), срок окупаемости (PP), капитальные вложения (CAPEX).	Краткосрочный (1–3 года)	Создаёт материальную основу (ресурс) и финансовые потоки для возникновения эффектов на более высоких уровнях.
2. Мезоуровень (Смежные отрасли-потребители)	Отрасли, потребляющие сырьё (газ) или услуги добывающего комплекса (переработка, транспорт, логистика).	Затратоёмкость (d_i), объём производства, занятость в отрасли, доля на рынке.	Среднесрочный (2–5 лет)	Ключевой уровень применения критерия d_i . Потребляет ресурс с уровня 1. Является источником налогов, технологического спроса и кадров для уровня 3.
3. Макрорегиональный уровень (Региональная экономика)	Социально-экономическая система региона, на территории которого размещены производства уровней 1 и 2.	Совокупная занятость (прямая, косвенная, индуцированная), налоговые поступления в консолидированный бюджет региона, развитие инфраструктуры, инвестиции в человеческий капитал.	Средне- и долгосрочный (3–7 лет)	Консолидирует эффекты с уровнями 1 и 2, трансформируя их в социальные и инфраструктурные результаты. Формирует базу для национальных эффектов.
4. Макро национальный уровень (Национальное хозяйство и экономическая безопасность)	Народнохозяйственный комплекс и система стратегических интересов государства.	Валютные поступления, доля в валовом внутреннем продукте (ВВП), уровень импортозамещения, диверсификация экспорта, технологическая независимость, устойчивость к внешним санкциям.	Долгосрочный (5+ лет)	Суммирует и усиливает результаты всех ниже лежащих уровней, трансформируя их в качественные параметры национальной конкурентоспособности и безопасности.

Источник: составлено автором

Механизмы взаимодействия и кумулятивный характер синергетических эффектов развития ресурсных отраслей рассматриваются как восходящий поток ресурсов и стимулов на микроуровне (уровень 1 – ввод в разработку месторождения) [35]:

1. Материальный поток: Доступ к сырьевому ресурсу.
2. Финансовый поток: Прибыль для реинвестирования, доходы для бюджета.
3. Инфраструктурный поток: Трубопроводы, дороги, порты [35].

Данные пункты являются выходными данными для микроуровня (уровень 1) и становятся входными данными для мезоуровня (уровень 2) [35].

Трансформация на мезоуровне происходит с использованием критерия затратоемкости ресурса d_i . На уровне 2 ключевым является анализ, того какие из отраслей-потребителей смогут эффективно использовать ресурс. Отрасли с низким d_i (<30%) адаптируются самостоятельно. Отрасли с высоким d_i (>50%), такие как газохимия и производство удобрений, требуют специальных условий (долгосрочные контракты, поддержка), чтобы возник положительный синергетический эффект – рост их производства, инвестиций и занятости [14]. Успешное развитие отраслей уровня 2 приводит к кумулятивным эффектам на макрорегиональном уровне (уровень 3): рост числа рабочих мест, увеличение налоговой базы, развитие сферы услуг. В данном случае вступает в действие мультипликатор занятости и доходов, когда одно рабочее место в добыче создаёт несколько мест в смежных и обслуживающих секторах [128]. Аккумуляция стратегических эффектов выполняется на национальном уровне. Устойчивое развитие ресурсного региона (уровень 3) и конкурентоспособность перерабатывающих отраслей (уровень 2) напрямую укрепляют макронациональный уровень (уровень 4). Данный вывод выражается в [35]:

1. Диверсификации экспорта (не сырьевой товар, а продукты переработки) [35].
2. Росте несырьевого неэнергетического экспорта [35].
3. Снижении уязвимости бюджета и экономики к колебаниям мировых цен на сырьевые товары [35].
4. Формировании технологического суверенитета в критических отраслях (газохимия, металлургия, агрохимия, машиностроение) [35].

Таким образом, разработанный многоуровневый подход представляет собой экономическую модель каскадирования синергетических эффектов, где каждый последующий уровень добавляет новые качественные характеристики к экономическим результатам, вплоть до укрепления основ национальной экономической безопасности. Практическая ценность подхода реализуется через заполнение матрицы синергетических эффектов $E = \{E_{kjt}\}$, где для каждого сочетания уровня (k), показателя эффективности (j) и временного горизонта (t) определяется количественное или качественное значение возникающего эффекта [35].

Затратоёмкость ресурса (обозначается как d_i , где i — индекс отрасли-потребителя) — это доля затрат на сырьевой ресурс (например, природный газ) в полной себестоимости производства единицы конечной продукции в потребляющей отрасли. Критерий рассчитывается по формуле 2.4 [35]:

$$d_i = \frac{\text{Cost_raw}_i}{\text{Cost_Total}_i} \times 100\%, \quad (2.4)$$

где:

- Cost_raw_i — стоимость сырьевого ресурса, потребленного для производства единицы продукции в смежной перерабатывающей отрасли.
- Cost_Total_i — полная производственная себестоимость единицы продукции в смежной перерабатывающей отрасли.

Данный показатель, в отличие от качественных оценок (например, «стратегическая важность»), предоставляет количественную метрику, извлекаемую из данных управленческого или финансового учёта компаний [35].

Выбор критерия затратоёмкости d_i в качестве ключевого инструмента анализа обусловлен следующими факторами [35]:

1. Первопричина экономической конкурентоспособности: рентабельность предприятия-потребителя является фундаментом для возникновения всех последующих социально-экономических эффектов (налоговых поступлений, создания рабочих мест). Высокое значение d_i делает бизнес

критически уязвимым к ценовым колебаниям на сырьё, что сокращает положительные эффекты на мезо- и макроуровнях [35].

2. Объективность и сравнимость: d_i является стандартизированным показателем, позволяющим проводить сравнительный анализ и ранжирование различных отраслей (газохимия, металлургия, энергетика) в единой системе координат по уровню их зависимости от ресурса [35].
3. Практическая ценность для принятия решений: критерий служит понятным основанием для целевой государственной политики. Отрасли с высоким d_i требуют приоритетных мер поддержки (долгосрочные контракты, ценовые субсидии), в то время как отрасли с низкой d_i обладают большей самостоятельностью [35].

Наряду с базовым критерием затратоёмкости ресурса d_i , отражающим долю стоимости сырьевого ресурса в полной себестоимости конечной продукции отрасли-потребителя, в целях уточнения решений на этапе формирования мер государственной поддержки в рамках настоящего исследования предлагается использовать дополнительный параметр $d_i(p)$, характеризующий долю стоимости сырьевого ресурса в цене конечной продукции отрасли-потребителя. Дополнительный параметр определяется по формуле 2.5 [35]:

$$d_i(p) = \frac{\text{Cost_raw}_i}{\text{Price}_i} \times 100\%, \quad (2.5)$$

где:

- Cost_raw_i — стоимость сырьевого ресурса, потребленного для производства единицы продукции в смежной перерабатывающей отрасли.
- Price_i — цена единицы конечной продукции в смежной перерабатывающей отрасли [35].

Введение данного параметра не заменяет базовый критерий d_i , а дополняет его в тех случаях, когда требуется учесть текущую рыночную конъюнктуру и оценить, в какой степени изменение цены сырьевого ресурса действительно влияет на ценовую устойчивость отрасли-потребителя. Если критерий d_i позволяет

оценить структурную зависимость отрасли от стоимости ресурса в составе себестоимости, то параметр $d_i(p)$ позволяет уточнить необходимость и масштаб мер поддержки с учетом фактической способности отрасли переносить рост затрат в цену конечной продукции.

На основе рассчитанного значения d_i автором предлагается следующая классификация (Таблица 2.22), которая служит основой для алгоритма приоритизации государственной поддержки [35].

Таблица 2.22 — Классификация отраслей-потребителей по уровню зависимости от критерия затратоемкости ресурса (d_i)

d_i (%)	Уровень зависимости	Характеристика	Рекомендуемые действия государства
1	2	3	4
70–100	Критическая	Отрасль нежизнеспособна при скачке цены сырья на 15–20%	Срочная поддержка: долгосрочные стабилизационные ценовые контракты, прямые субсидии, налоговые льготы
50–70	Очень высокая	Сильно уязвима при скачке цены на 10–15%	Целевая поддержка: мониторинг и страхование рисков, содействие заключению долгосрочных контрактов, кредитные гарантии
30–50	Средняя	Может адаптироваться, но несёт значительные издержки	Целевая помощь: информационно-аналитическая поддержка, временные меры в период кризиса
<30	Низкая	Конкурентные преимущества не критично зависят от цены данного ресурса	Поддержка не требуется (политика общего делового климата)

Источник: составлено автором по материалам [35, 14, 39, 75, 165]

Разработанная методика многоуровневого анализа находит своё прямое применение в деятельности органов государственной власти при формировании и корректировке стратегий развития ресурсозависимых регионов. Её практическая ценность заключается в предоставлении формализованного и объективного алгоритма для распределения ограниченных бюджетных средств и мер поддержки между отраслями-потребителями ресурса. Автором предлагается алгоритм из четырех шагов, основанный на результатах многоуровневого анализа и критерии затратоемкости (d_i), который позволяет перейти от политики всеобщего

субсидирования к адресной и экономически обоснованной модели вмешательства [35].

Шаг 1. Идентификация и ранжирование отраслей по критерию d_i . На основе данных финансовой и статистической отчетности для каждой отрасли-потребителя (i) рассчитывается показатель затратноёмкости ресурса (d_i). Отрасли ранжируются по убыванию значения d_i , что формирует первичный реестр для анализа [35, 129].

Шаг 2. Сегментация отраслей по уровням зависимости. Отрасли распределяются по четырём категориям в соответствии с предложенной классификацией (Таблица 2.22) [35]:

- Группа критического риска ($d_i > 70\%$).
- Группа высокого риска ($d_i = 50\text{--}70\%$).
- Группа среднего риска ($d_i = 30\text{--}50\%$).
- Группа низкого риска ($d_i < 30\%$) [35].

Шаг 3. Анализ системной значимости отраслей (верификация приоритетов). Для отраслей из Групп 1 и 2 проводится углублённый анализ на основе матрицы синергетических эффектов (E_{kji}) для верификации их приоритетности по дополнительным критериям [35]:

1. Масштаб потенциальных негативных последствий: оценивается объем ВВП, налоговых поступлений и количество рабочих мест, которые могут быть потеряны в случае остановки отрасли из-за роста цен на сырьё [35].
2. Стратегический вклад в экономическую безопасность: анализируется роль отрасли в цепочках импортозамещения, технологическом суверенитете и диверсификации экспорта (уровень 4) [35].
3. Социально-экономический мультипликатор: оценивается способность отрасли генерировать значительные положительные эффекты на региональном уровне (занятость, развитие инфраструктуры) [35].

Шаг 4. Формирование адресного пакета мер поддержки для каждой приоритетной группы. На основе результатов сегментации и верификации для каждой группы определяются дифференцированные меры (Таблица 2.23) [35].

Таблица 2.23 — Инструменты государственной поддержки по группам отраслей

Целевая группа (по d_i)	Ключевые цели поддержки	Инструменты государственной политики
Группа 1. Критический риск ($d_i > 70\%$)	Гарантировать краткосрочную жизнеспособность и среднесрочную модернизацию.	1. Ценовое регулирование: Долгосрочные (10–15 лет) стабилизационные контракты на поставку сырья по фиксированной или коридорной цене. 2. Прямая финансовая поддержка: Целевые субсидии на покрытие части затрат на сырьё в период ценовых шоков. 3. Налоговые льготы: Ускоренная амортизация, инвестиционные налоговые вычеты, льготы по налогу на прибыль для проектов модернизации и снижения d_i . 4. Гарантии и страхование: Государственные гарантии по кредитам на внедрение ресурсосберегающих технологий.
Группа 2. Высокий риск ($d_i = 50–70\%$)	Снизить уязвимость, стимулировать технологическую адаптацию.	1. Содействие контрактации: Организация долгосрочных контрактов между добывающими и перерабатывающими компаниями. 2. Косвенная финансовая поддержка: Компенсация части процентной ставки по кредитам, лизинговые премии на новое оборудование. 3. Инфраструктурная поддержка: развитие логистической и инженерной инфраструктуры, обслуживающей соответствующий инфраструктурный контур и связанные с ним производственные цепочки. 4. Мониторинг и раннее предупреждение: Создание системы отраслевого мониторинга ценовых и логистических рисков.
Группа 3. Средний риск ($d_i = 30–50\%$)	Повысить конкурентоспособность, поддержать в кризис.	1. Информационно-аналитическая поддержка: Предоставление отраслевых прогнозов, сценариев развития. 2. Точечные антикризисные меры: Временное применение инструментов из Групп 1–2 в период острого кризиса. 3. Стимулирование кооперации: Поддержка создания консорциумов для совместных научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР) по снижению материалоёмкости.
Группа 4. Низкий риск ($d_i < 30\%$)	Создать условия для самостоятельного роста.	1. Общие меры делового климата: Снижение административных барьеров, защита конкуренции. 2. Стратегическое планирование: Учёт потенциала данных отраслей в долгосрочных стратегиях развития без прямой финансовой поддержки.

Источник: составлено автором по материалам [35]

Следует отметить, что базовая сегментация отраслей и выбор приоритетных групп государственной поддержки в предлагаемой методике осуществляются по

критерию d_i , отражающему структурную зависимость отрасли от стоимости сырьевого ресурса в полной себестоимости конечной продукции. Вместе с тем на этапе конкретизации мер поддержки целесообразно использовать дополнительный параметр $d_i(p)$, характеризующий долю стоимости сырьевого ресурса в цене конечной продукции отрасли-потребителя [35]. Применение данного параметра позволяет уточнить необходимость сохранения, частичного сокращения либо ограничения мер поддержки в зависимости от текущей рыночной конъюнктуры и уровня ценовой компенсации затрат отраслью-потребителем. Тем самым предотвращается ситуация, при которой поддержка предоставляется в полном объёме отраслям, уже обладающим возможностью компенсировать рост сырьевых затрат за счёт повышения цены конечной продукции и сохраняющим высокую маржинальность.

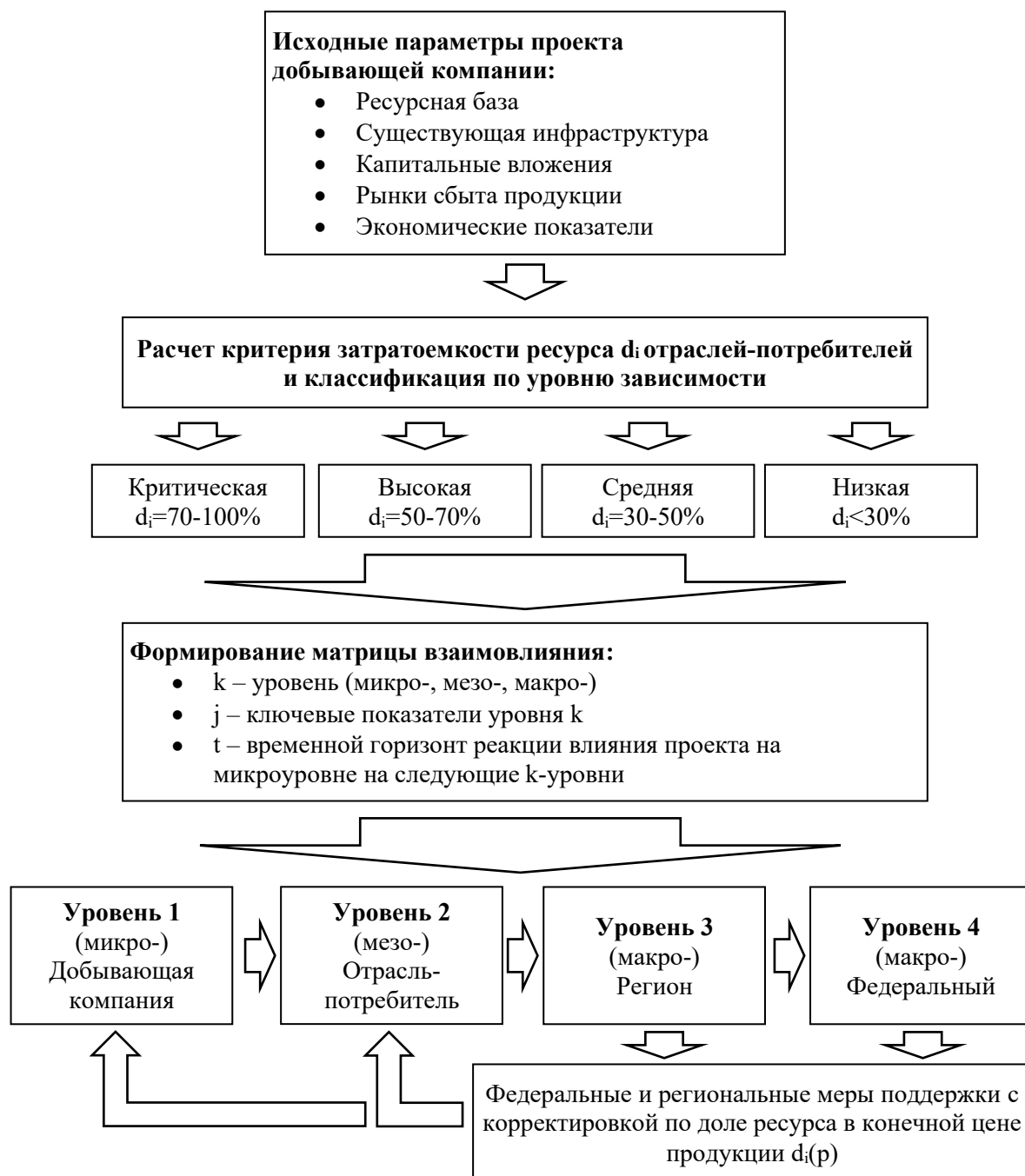
В прикладных целях параметр $d_i(p)$ может использоваться как корректирующий индикатор:

- $d_i(p) > 50\%$ - меры поддержки сохраняются в полном объёме;
- $30\% < d_i(p) < 50\%$ - допускается их частичное сохранение;
- $d_i(p) < 30\%$ - возможно сокращение адресной поддержки.

Указанные пороговые значения не изменяют базовую классификацию отраслей по основному критерию затратоемкости ресурса d_i , а применяются как дополнительное условие настройки объёма и адресности мер государственной поддержки.

Шаг 5. Мониторинг, оценка эффективности и получение обратной связи. Внедрение мер поддержки сопровождается системой мониторинга на основе матрицы E_{kjt} . Регулярно отслеживаются ключевые показатели на всех четырёх уровнях (динамика d_i , рост производства, налоговые поступления, создание рабочих мест, параметры безопасности). Это позволяет количественно оценить эффективность принятых мер, своевременно их скорректировать и обеспечить обратную связь между бизнесом и государством [35].

В целях систематизации предложенного методического подхода и обеспечения наглядной связи между его этапами на рисунке 2.16 представлена логика оценки синергетического эффекта развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях АЗРФ. Предлагаемая схема отражает последовательный переход от анализа исходных параметров добывающей компании к расчёту критерия затратоёмкости ресурса для отраслей-потребителей, последующей классификации по степени ресурсной зависимости, формированию матрицы взаимовлияния $\{E_{kjt}\}$ и идентификации эффектов на микро-, мезо- и макроуровнях. Включение в структуру методики федерального и регионального уровней поддержки позволяет увязать результаты корпоративной и отраслевой оценки с инструментами государственной промышленной и пространственной политики, что повышает прикладную значимость разработанного подхода в условиях освоения отдалённых территорий АЗРФ. В соответствии со схемой, представленной на рисунке 2.16, исходной точкой оценки выступает совокупность параметров проекта добывающей компании, включающая состояние ресурсной базы, наличие существующей инфраструктуры, объём капитальных вложений, характеристики рынков сбыта и систему ключевых экономических показателей. Указанные параметры формируют основу для расчёта критерия затратоёмкости ресурса d_i , который позволяет определить степень зависимости отраслей-потребителей от соответствующего ресурсного потока и, тем самым, разграничить направления с критической, очень высокой, средней и низкой степенью необходимости в обеспечении сырьевым ресурсом. Такая классификация имеет принципиальное значение, поскольку позволяет перейти от общей оценки проектной эффективности к выявлению направлений переработки и потребления газа, в которых формирование синергетического эффекта носит наиболее выраженный и устойчивый характер [35, 94, 129].



Источник: составлено автором

Рисунок 2.16 — Логическая схема методики оценки синергетического эффекта развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях

Следующим этапом выступает формирование матрицы взаимовлияния $\{E_{kjt}\}$, предназначенной для фиксации характера, масштаба и временного горизонта распространения эффектов между уровнями экономической системы. Использование индексов k , j , t обеспечивает возможность структурировать эффекты по уровню возникновения, ключевым показателям оценки и периоду

проявления, что позволяет рассматривать синергию не как локальный результат внутри отдельного проекта, а как многоуровневое последствие трансформации ресурсно-инфраструктурного контура. Именно в рамках данной матрицы становится возможным проследить перенос эффекта от добывающей компании к отрасли-потребителю, далее к региональному и федеральному уровням. Завершающим элементом схемы выступает блок федеральных и региональных мер поддержки, что подчёркивает прикладной характер разработанного подхода. Результаты расчёта критерия ресурсоемкости d_i и построения матрицы $\{E_{kjt}\}$, могут использоваться не только для выбора корпоративных инвестиционных приоритетов, но и для дифференциации инструментов государственного воздействия в зависимости от уровня потенциальной синергии и значимости соответствующего направления для пространственного и отраслевого развития. Именно такая логика создаёт методическую основу для последующего обоснования приоритетных проектов и параметров государственной поддержки в газодобывающем бизнесе на отдалённых территориях [35, 129].

В контексте развития газодобывающего бизнеса применение критерия затратоемкости d_i позволяет провести чёткую градацию синергетического эффекта смежных ресурсных отраслей, например [35]:

1. Производство аммиака и удобрений: d_i может достигать 70–80%, что относит отрасль к зоне критической зависимости и требует активных мер государственного стабилизационного вмешательства для сохранения производства и продовольственной безопасности [35].
2. Генерация электроэнергии на тепловых электростанциях (ТЭС): d_i составляет 40–60% (высокая/очень высокая зависимость). Необходимы механизмы, позволяющие нивелировать ценовые риски, например, долгосрочные контракты или регулирование тарифов [35].
3. Транспорт на сжиженном природном газе (СПГ) и СПГ: d_i находится в диапазоне 30–45% (средняя зависимость). Поддержка может

быть ограничена инфраструктурными проектами и льготным налогообложением [35].

4. Производство пластиков из газового конденсата: d_i варьируется, но для ряда продуктов может составлять 25–40%. Основная поддержка должна быть направлена не на компенсацию цены сырья, а на стимулирование глубокой переработки и экспорта продукции с высокой добавленной стоимостью [35].

Критерий затратоёмкости ресурса (d_i) выполняет роль связующего количественного звена между развитием базовой ресурсной отрасли (микроуровень) и устойчивостью всего спектра зависимых от неё производств (мезоуровень), предоставляя органам власти инструмент для обоснованного, адресного и эффективного распределения мер поддержки [35].

Разработанный во второй главе методический инструментальный формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ предполагает не только первичный выбор стратегической альтернативы, но и возможность ее последующей актуализации при изменении исходных условий хозяйствования. С учетом того, что корпоративная стратегия в рассматриваемой предметной области носит производный характер по отношению к предпосылкам развития газодобывающего бизнеса (Таблица 1.2) и к системе документов стратегического планирования более высокого уровня (Рисунок 1.7), представляется необходимым определить критерии, инициирующие повторное применение разработанного методического аппарата (Таблица 2.24).

Таблица 2.24 — Критерии пересмотра корпоративной стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ

Блок критериев	Основание пересмотра стратегии	Следствие
1	2	3
Внешний стратегический контур	Изменение документов стратегического планирования более высокого уровня, определяющих приоритеты и ограничения развития (Рисунок 1.7).	Корректировка целей и параметров корпоративной стратегии.

Продолжение таблицы 2.24

1	2	3
Предпосылки развития	Изменение политических, экономических, технологических и социальных предпосылок развития газодобывающего бизнеса (Таблица 1.2).	Пересмотр состава и приоритетности стратегических альтернатив.
Ресурсно-инфраструктурные условия	Изменение параметров ресурсной базы, инфраструктурного контура и условий хозяйственного освоения территории (Таблица 2.15).	Повторная оценка реализуемости выбранной стратегии.
Результаты стратегического выбора	Изменение сравнительной эффективности альтернатив и ожидаемых синергетических эффектов их реализации (Таблица 2.19, Таблица Таблица 2.21).	Актуализация приоритетного варианта корпоративного развития.

Источник: составлено автором по материалам исследования

Предлагаемая система критериев (Таблица 2.24) позволяет перейти от общего тезиса о необходимости корректировки стратегии к формализованной процедуре повторного применения разработанного методического аппарата. В отличие от подхода, при котором пересмотр стратегии связывается только с отклонением отдельных проектных показателей, предложенная логика исходит из приоритетности изменений предпосылок развития (Таблица 1.2) и внешнего стратегического контура (Рисунок 1.7), а экономические, инфраструктурные и синергетические параметры выступают инструментами подтверждения необходимости актуализации корпоративного стратегического решения (Таблица 2.15, Таблица 2.19, Таблица Таблица 2.21). Тем самым пересмотр стратегии рассматривается как встроенный элемент внутрифирменного стратегического планирования, обеспечивающий адаптацию корпоративных решений к изменяющимся условиям освоения отдаленных территорий АЗФР.

Выводы по Главе 2

1. Разработан методический подход к формированию стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях АЗРФ, ориентированный на обоснование стратегических альтернатив с учётом пространственной неоднородности ресурсной базы, инфраструктурных ограничений и внешнеэкономической неопределённости. В отличие от существующих подходов, он позволяет рассматривать направления развития не как изолированные

проектные решения, а как взаимосвязанные варианты хозяйственного освоения территории и монетизации природного газа.

2. Предложено выделение инфраструктурных контуров газодобывающего бизнеса как объекта стратегического и инвестиционного выбора. Под инфраструктурным контуром обоснована устойчивая территориально-хозяйственная конфигурация, объединяющая взаимосвязанные элементы добычи, подготовки, переработки, транспортировки и сбыта в пределах конкретного сочетания ресурсной базы, инфраструктурной обеспеченности и транспортно-логистических ограничений территории, что создаёт основу для снижения капиталоемкости инвестиционных решений за счёт инфраструктурной интеграции объектов освоения.

3. Разработана последовательная процедура выбора стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса, включающая первичный отбор допустимых вариантов по ресурсным, логистическим и инфраструктурным ограничениям, а также последующее обоснование приоритетной и резервной альтернатив. Научная значимость предложенной процедуры состоит в интеграции авторского алгоритмы выбора альтернатив, нечётко-логического подхода и интегрального рейтингования, что обеспечивает повышение обоснованности стратегического выбора в условиях высокой неопределённости.

4. Установлено, что для выбора стратегического направления развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях АЗРФ целесообразно использовать совокупность стратегических и экономических критериев. Такой подход позволяет перейти от преимущественно описательного сравнения вариантов к формализованной процедуре ранжирования, ориентированной на задачи корпоративного стратегического и инвестиционного планирования.

5. Предложена методика оценки синергетических эффектов от реализации стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса на основе многоуровневого анализа прогнозных результатов для газодобывающих компаний, смежных отраслей-потребителей газа, региона и государства. Отличительной

особенностью методики является использование критерия затратоёмкости d_i , характеризующего долю стоимости сырьевого ресурса в полной себестоимости конечной продукции и позволяющего оценивать чувствительность отраслей-потребителей к ценовым колебаниям на газ, а также обосновывать приоритетные направления переработки газа и меры адресной государственной поддержки.

6. Сформирован целостный методический инструментарий, обеспечивающий переход от теоретической концептуальной модели, разработанной в первой главе, к прикладной процедуре стратегического выбора и оценки результатов реализации стратегических альтернатив. Полученные результаты непосредственно раскрывают содержание второго, третьего и четвёртого положений, выносимых на защиту, и образуют методическую основу для апробации предложенного подхода на примере газодобывающего бизнеса юга полуострова Ямал в третьей главе диссертации.

3 Формирование вариантов стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ и оценка синергетических эффектов их реализации

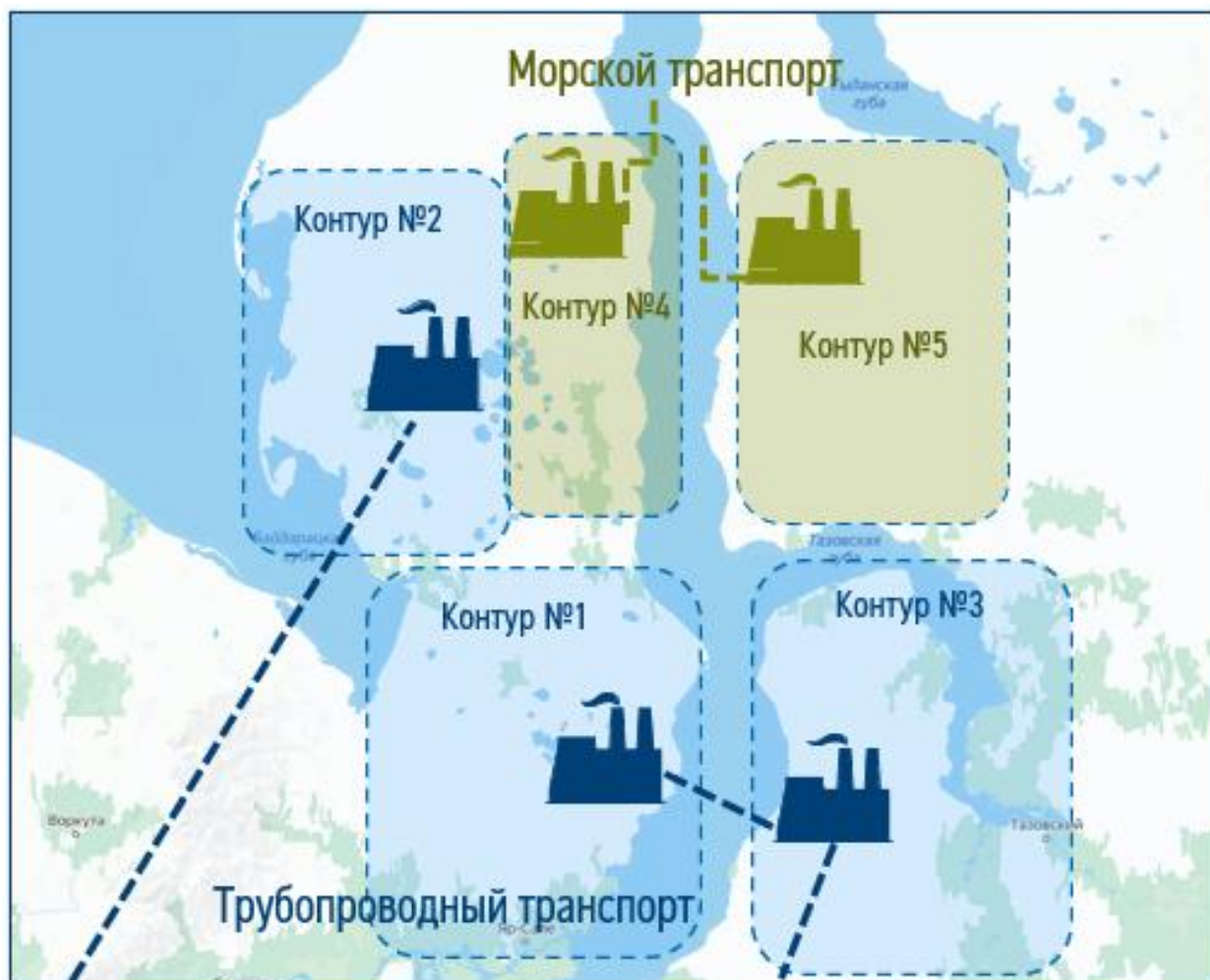
3.1 Выделение инфраструктурных контуров на отдаленных территориях АЗРФ и оценка экономии капитальных вложений на примере юга полуострова Ямал

С целью апробирования процесса формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ автором выполнено разделение на инфраструктурные контуры по авторской системе критериев Главы 2 §2.2 (Рисунок 3.1, Таблица 3.1). Апробация методики выделения инфраструктурных контуров подтвердила ее эффективность для выявления устойчивых экономико-географических образований в Ямальской и Гыданской областях. Как показано на рисунке 3.1 и детализировано в таблице 3.1, выделенные пять контуров демонстрируют два принципиально разных логистических и инвестиционно-экономических сценария развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ. Важно отметить, что простое районирование по принципу географической близости (например, с единым буфером в 250 км вокруг ключевых объектов) не позволило бы выявить обнаруженную пятиконтурную структуру. Такое упрощение привело бы к формированию трёх крупных образований, в пределах которых смешивались бы проекты с принципиально разной логистической моделью (трубопроводной и СПГ) и, как следствие, разными инвестиционными профилями, рисками и экономической эффективностью функционирования. Таким образом, применение комплексной системы бинарных критериев выделения инфраструктурных контуров обеспечило не просто детализацию, а качественно новое, структурное понимание экономико-инфраструктурного ландшафта отдаленных территорий АЗРФ. Исходя из данных таблицы 3.1 и рисунка 3.1, ключевым результатом является четкое разделение контуров по типу транспортной системы и, как следствие, по рыночной гибкости, экономической эффективности и текущей загрузке мощностей [34, 132].

Таблица 3.1 — Предлагаемое выделение инфраструктурных контуров на отдаленных территориях АЗРФ на основе авторской системы критериев

Критерий	Инфраструктурный контур				
	№1	№2	№3	№4	№5
Логистический канал транспортировки газа	Газопроводы: - «Новый Порт – КС Ямбург - Тула» (внутренний) - «Уренгой-Помары-Ужгород» (экспорт) - «Ямал-Европа» (экспорт) - «Сила Сибири 2» (экспорт) Морской: - Северный морской путь (экспорт) Железнодорожный: - Северный широтный ход (внутренний)		Газопроводы: - «Бованенково -Ухта» (внутренний) - «Северный поток» (экспорт) - «Сила Сибири 2» (экспорт) Морской: - Северный морской путь (экспорт) Железнодорожный: - Северный широтный ход (внутренний)	Морской: - Северный морской путь (экспорт)	
Перспективный рынок сбыта газа	- Внутренний рынок: трубопроводный газ, кормовой белок - Внешний рынок – страны АТР: трубопроводный газ, СПГ, продукты ГХК, кормовой белок			Внешний рынок – страны АТР: СПГ, продукты ГХК, кормовой белок	
Географическая близость инфраструктурных проектов	Южная часть полуострова Ямал	Северная часть Тазовского полуострова	Северо-западная часть полуострова Ямал	Северо-восточная часть полуострова Ямал	Северо-западная часть полуострова Гыдан
Единая региональная принадлежность	Ямало-Ненецкий Автономный Округ				
Якорный инфраструктурный проект	Проект «Новый Порт» ПАО «Газпром нефть»	Ямбургский проект ПАО «Газпром»	Бованенковский проект ПАО «Газпром»	Проект «Ямал СПГ» ПАО «Новатэк»	Проект «Арктик СПГ-2» ПАО «Новатэк»
Технологическая совместимость компонентов контура	Ресурсная база: Газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения Инфраструктура: Подготовка трубопроводного газа и нефти		Ресурсная база: Газоконденсатные месторождения Инфраструктура: Подготовка трубопроводного газа	Ресурсная база: Газоконденсатные месторождения Инфраструктура: Сжижение природного газа	
Соответствие бинарным критериям	6 из 6				

Источник: составлено автором



Источник: составлено автором

Рисунок 3.1 — Предлагаемое выделение инфраструктурных контуров на отдаленных территориях на базе бинарной системы критериев

Контур №1 (Крупный проект «Новый Порт» - юг полуострова Ямал) расположен на южной части полуострова Ямал в районе населенных пунктов Новый Порт, Мыс Каменный, Яр-Сале Ямало-Ненецкого автономного округа. Ключевой недропользователь контура является ПАО «Газпром нефть», который создал и выполняет эксплуатацию основной инфраструктуры. На территории контура также представлены небольшие недропользователи, которые ещё не ввели в разработку лицензионные участки, и не имеют собственной инфраструктуры по подготовке нефти и газа (АО «Новая химическая компания «НовоХим» владеет 9 лицензиями на территории Ямала) и открытые месторождения нераспределенного фонда недр (Ростовцевское, Нурминское, Средне-Ямальское) [32, 22, 92]. Основное

техническое решение по подготовке и транспортировке нефти – сбор скважинной продукции на центральном пункте сбора Новопортовского НГКМ (ЦПС) в районе поселка Новый Порт, транспортировка подготовленной продукции по трубопроводу на ~100 км в северо-восточном направлении на приемо-сдаточный пункт (ПСП) в районе поселка Мыс Каменный, погрузка товарной продукции в танкерный флот класса Arc7, с ледокольным сопровождением по Обской губе отправка конечному потребителю в западном (Европа) или восточном (страны АТР) направлении с использованием морского канала «Северный морской путь» [22, 92].

Основное техническое решение по подготовке газа – сбор скважинной продукции на комплексной установке подготовки газа Новопортовского НГКМ (УКПГ) в год в районе поселка Новый Порт, транспортировка подготовленного газа через Обскую губу по газопроводу «Новый Порт – КС «Ямбург» производительностью 20 млрд м³ в год в единую систему газоснабжения (ЕСГ) на линию «Ямбург-Тула» для продажи конечному потребителю в западном направлении на внутреннем рынке РФ или через экспортные каналы «Ямал - Европа» или «Уренгой – Помары – Ужгород» в страны Европы. Газовый конденсат в жидком состоянии с УКПГ поступает на ЦПС, где происходит его смешение и отгрузка совместно с нефтью в танкерный флот [18, 19, 22, 92]. Общий объем ресурсной базы составляет ~1,5 трлн м³ газа, который потенциально обеспечивает загрузку якорного инфраструктурного проекта «Новый Порт» ПАО «Газпром нефть» и соответственно всего инфраструктурного контура по газу в течение 20 лет (при загрузке 100%) и 40 лет (при загрузке 70%) (Таблица 3.2, Приложение Б Рисунок Б.1) [34, 132].

Таблица 3.2 — Анализ обеспеченности ресурсной базой инфраструктурных контуров отдаленных территорий АЗРФ

Инфраструктурный контур	Ключевой недропользователь	Запасы газа	Транспортный канал	Проектная мощность	Текущая загрузка (2023г)	Обеспеченность ресурсной базой*
№1	ПАО «Газпром нефть»	1,5 трлн м3	«Новый Порт - КС «Ямбург»	20 млрд м3/год	55%	20 лет (при загрузке 100%) 40 лет (при загрузке 70%)
№2	ПАО «Газпром»	7,6 трлн м3	«Бованенково-Ухта» «Бованенково-Ухта-2»	115 млрд м3/год	18%	30 лет (при загрузке 100%) 35 лет (при загрузке 90%)
№3	ПАО «Газпром»	11 трлн м3	«Ямбург-Тула»	32 млрд м3/год	49%	50 лет (при загрузке 70%)
№4	ПАО «Новатэк»	2,8 трлн м3	танкерный флот	25,2 млрд м3/год	100%	15 лет (при загрузке 100%) 35 лет (при загрузке 80%)
№5	ПАО «Новатэк»	3,7 трлн м3	танкерный флот	30,5 млрд м3/год	0%, запуск в 2024г	25 лет (при загрузке 100%) 40 лет (при загрузке 90%)

* Детальные профили загрузки ресурсной базы представлены в приложении Б. При расчете длительности загрузки использовались среднестатистические годовые темпы отбора газа 2-5%
Источник: составлено автором по материалам [21, 29, 65, 80, 82].

Контур №2 (Бованенковский проект) расположен на северо-западной части полуострова Ямал в районе населенного пункта Бованенково Ямало-Ненецкого автономного округа. Ключевой недропользователь контура является ПАО «Газпром», который создал и выполняет эксплуатацию основной инфраструктуры. На территории контура представлены другие недропользователи, которые ещё не ввели в разработку лицензионные участки (ПАО «Новатэк» - Сядорские участки, Нейтинское и Арктическое месторождения, независимые недропользователи –

Харатский участок) и ресурсы нераспределенного фонда недр [13, 74, 91]. Основное техническое решение по подготовке газа – сбор скважинной продукции на комплексной установке подготовки газа Бованенковского НГКМ (УКПГ) в районе поселка Бованенково, транспортировка подготовленного газа через по газопроводу «Бованенково - Ухта» производительностью 115 млрд м³ в год в единую систему газоснабжения (ЕСГ) для продажи конечному потребителю в западном направлении на внутреннем рынке РФ или через экспортные каналы «Северный поток» или «Северный поток 2» в страны Европы [32]. Общий объем ресурсной базы составляет ~7,6 трлн м³ газа, который потенциально обеспечивает загрузку якорного инфраструктурного Бованенковского проекта ПАО «Газпром» и соответственно всего инфраструктурного контура по газу в течение 30 лет (при загрузке 100%) или 35 лет (при загрузке 90%) (Таблица 3.2, Приложение Б Рисунок Б.1) [34, 132].

Контур №3 (Ямбургский проект – Тазовский полуостров) расположен в северной части Тазовского полуострова в районе населенного пункта Ямбург Ямало-Ненецкого автономного округа. Ключевой недропользователь контура является ПАО «Газпром» и его совместные предприятия (ООО «РусГазАльянс»), который создал и выполняет эксплуатацию основной инфраструктуры. На территории контура представлены другие недропользователи, которые уже ввели в разработку лицензионные участки (ПАО «Новатэк» - Юрхаровская группа месторождений), производят доизучение геологоразведочных активов (ПАО «НК «Роснефть» - Митикьяхский 1) и ресурсы нераспределенного фонда недр [24, 91]. Основное техническое решение по подготовке газа – сбор скважинной продукции на комплексной установке подготовки газа на Ямбургском НГКМ (УКПГ) в районе поселка Ямбург, транспортировка подготовленного газа через по газопроводу в год в единую систему газоснабжения (ЕСГ) на линию «Ямбург - Тула» для продажи конечному потребителю в западном направлении на внутреннем рынке РФ или через экспортные каналы «Ямал - Европа» или «Уренгой – Помары – Ужгород» в страны Европы [32]. Общий объем ресурсной базы составляет ~11 трлн м³ газа,

который потенциально обеспечивает загрузку якорного инфраструктурного Ямбургского проекта ПАО «Газпром» и соответственно всего инфраструктурного контура по газу в течение 50 лет (при загрузке 70%) (Таблица 3.2, Приложение Б Рисунок Б.2) [34, 132].

Контур №4 (Крупный проект «Ямал СПГ») расположен в северо-восточной части полуострова Ямал в районе населенного пункта Сабетта Ямало-Ненецкого автономного округа. Ключевой недропользователь контура является ПАО «Новатэк», который создал и выполняет эксплуатацию основной инфраструктуры. На территории контура представлены другие недропользователи, которые ещё ввели в разработку лицензионные участки (ПАО «Газпром» - Северо-Тамбейская группа месторождений) и ресурсы нераспределенного фонда недр [83, 91]. Основное техническое решение по подготовке газа – сбор скважинной продукции на заводе по производству сжиженного природного газа (СПГ) мощностью около 16,5 млн тонн в год на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения в районе поселка Сабетта, транспортировка сжиженного газа и газового конденсата с использованием специального танкерного флота через морской канал «Северный морской путь» в западном (Европа) и восточном (страны АТР) направлениях [83, 88]. Общий объем ресурсной базы составляет ~2,8 трлн м³ газа, который потенциально обеспечивает загрузку якорного инфраструктурного проекта «Ямал СПГ» ПАО «Новатэк» и соответственно всего инфраструктурного контура по газу в течение 15 лет (при загрузке 100%) или 35 лет (при загрузке 80%) (Таблица 3.2, Приложение Б Рисунок Б.2) [34, 132].

Контур №5 (Крупный проект «Арктик СПГ 2») расположен в северо-западной части полуострова Гыдан в Ямало-Ненецкого автономного округа в ~70 км от инфраструктурного контура «Ямал СПГ» через Обскую губу. Ключевой недропользователь контура является ПАО «Новатэк», который создал и выполняет эксплуатацию основной инфраструктуры. На территории контура другие недропользователи не представлены, имеются не введенные в разработку ресурсы газа нераспределенного фонда недр [6, 84]. Основное техническое решение по

подготовке газа – сбор скважинной продукции на заводе по производству сжиженного природного газа (СПГ) мощностью около 19,8 млн тонн в год на ресурсной базе Утреннего месторождения, транспортировка сжиженного газа и газового конденсата с использованием специального танкерного флота через морской канал «Северный морской путь» в западном (Европа) и восточном (страны АТР) направлениях [6, 84]. Общий объем ресурсной базы составляет ~3,7 трлн м³ газа, который потенциально обеспечивает загрузку якорного инфраструктурного проекта «Арктик СПГ-2» ПАО «Новатэк» и соответственно всего инфраструктурного контура по газу в 25 лет (при загрузке 100%) или 40 лет (при загрузке 90%) (Таблица 3.2, Приложение Б Рисунок Б.3) [34, 132].

Автором диссертации выполнен анализ загрузки выделенных инфраструктурных контуров в разрезе расположенной на их территории ресурсной базы, размер которой определен в рамках исследований главы 1 §1.1 (Таблица 3.2, Приложение Б). Контур 1–3 (Западный трубопроводный вектор), как видно из таблицы 3.2, формируют сложившуюся, но в настоящее время недогруженную трубопроводную инфраструктуру, исторически ориентированную на поставки в европейском направлении. Их потенциал роста и экономическая эффективность напрямую зависят от диверсификации экспортных маршрутов, в первую очередь, от реализации проекта «Сила Сибири - 2». Контур 4–5 (Восточный и глобальный СПГ-вектор), согласно данным таблицы 3.1, представляют собой новую, более гибкую и экономически обоснованную модель освоения, изначально интегрированную в морскую логистику через Северный морской путь. Эти контуры демонстрируют полную загрузку (Таблица 3.2) или находятся в стадии активного ввода и обладают значительным потенциалом для маневрирования поставками между рынками Европы и АТР, что снижает рыночные риски и повышает рентабельность [34, 132].

Таким образом, выделение автором диссертации инфраструктурных контуров не просто фиксирует текущее положение объектов, но и выявляет структурный экономический дисбаланс в использовании инфраструктуры отдаленных

территорий АЗРФ, а также определяет приоритеты для корпоративного стратегического планирования. Проведенный автором анализ позволяет выявить ключевые экономико-географические причины, обусловившие доминирование и инвестиционную привлекательность СПГ-ориентированной модели в новых инфраструктурных контурах 4, 5 по сравнению с традиционной трубопроводной моделью контуров 1–3. К ним относятся [34, 132]:

1. Гибкость и адаптивность логистики: СПГ-модель, основанная на морских поставках, не привязана к фиксированной маршрутной сети, что позволяет оперативно перенаправлять потоки между рынками Европы и АТР, минимизируя риски, связанные с изменением конъюнктуры отдельных рынков или геополитическими ограничениями.

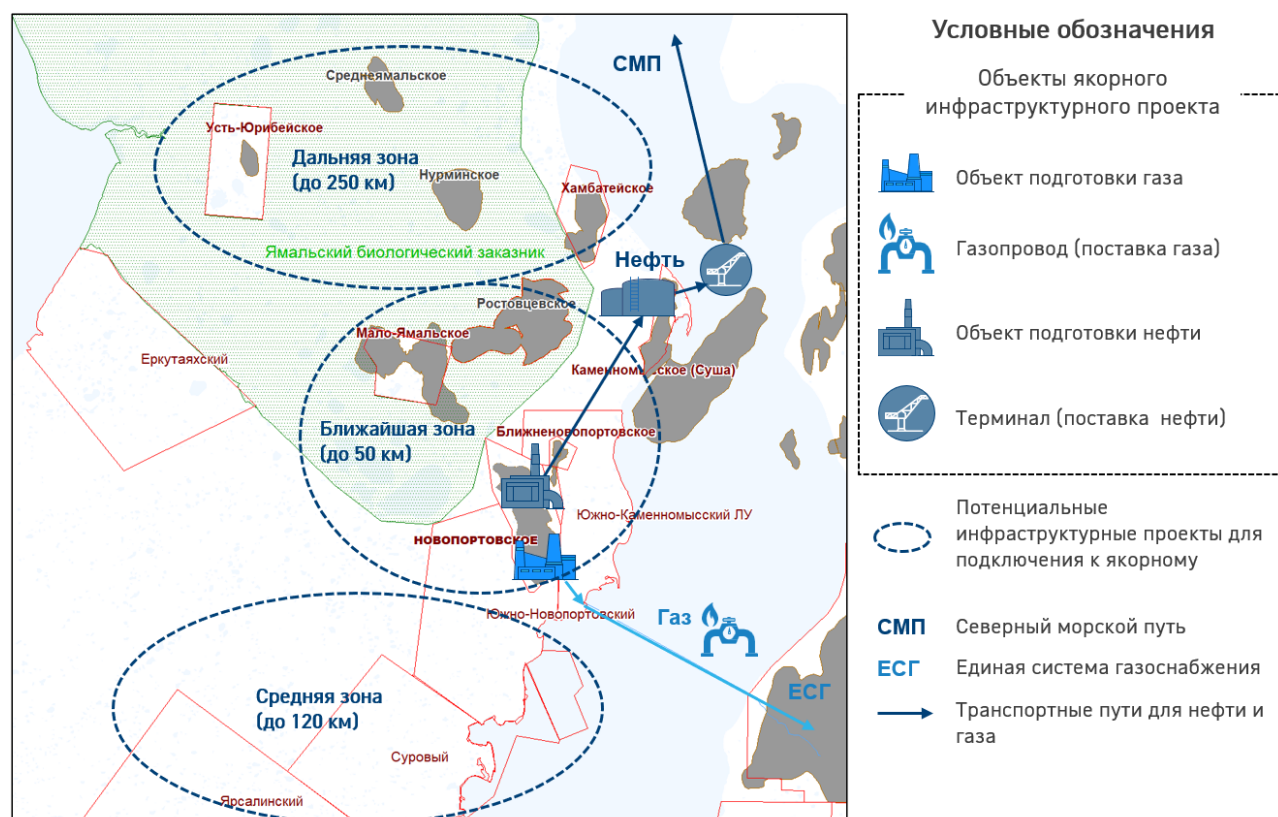
2. «Дружественность» к инвесторам: Меньшая удельная капиталоемкость на начальном этапе и модульный принцип наращивания мощностей снижают порог входа и позволяют диверсифицировать риски между участниками консорциума, что особенно критично в условиях высокой стоимости капитала для арктических проектов.

3. Снижение зависимости от единой инфраструктурной траектории: в отличие от трубопроводного газа, требующего создания протяженной и капиталоемкой линейной инфраструктуры с предсказуемой загрузкой на десятилетия, СПГ-проекты могут использовать существующую или создаваемую совместно инфраструктуру Северного морского пути, распределяя таким образом затраты и риски с другими отраслями.

Выявленное структурное преобладание СПГ-ориентированной модели в новых проектах является закономерным результатом ее большей адаптивности к современным вызовам и возможностям глобального рынка газа [34, 132].

С целью верификации практической значимости методического подхода выделения инфраструктурных контуров (Глава 2 §2.2) автором диссертационного исследования выполнена его апробация на примере Контура №1 (юг полуострова Ямал), в пределах которого были выделены три группы месторождений,

различающиеся удаленностью от инфраструктурного якорного проекта: ближайшая (до 50 км), средняя (до 120 км) и дальняя (до 250 км) зоны (Рисунок 3.2).



Источник: составлено автором по материалам [21, 29, 91].

Рисунок 3.2 — Внутренняя структура инфраструктурного контура № 1

Для каждой группы месторождений по зонам удаления от якорного проекта автором рассчитана экономия капитальных вложений ($\Delta CAPEX$) и, на основе упрощенной модели, выполнена оценка влияния на ключевые инвестиционные показатели — внутренняя норма рентабельности (IRR) и срок окупаемости (PP). В качестве базового сценария принят проект со средними для контура параметрами: срок жизни 20 лет, среднегодовой денежный поток (CF_y) — 25 млрд руб., что при $CAPEX_0$ дает базовый IRR проекта на уровне 14% [34, 132]. Расчет $CAPEX_1$ основывался на поэлементном анализе возможности использования существующих мощностей в разрезе зон удаления от якорного инфраструктурного проекта по схеме ввода в разработку новых месторождений, представленной в главе 2 §2.2 рисунке 2.12. Для каждого подключаемого проекта оценивалась необходимость в

строительстве новых отрезков трубопроводов, объектов подготовки и энергоснабжения. Экономия в капитальных затратах на каждом элементе определялась на основе верифицированных удельных затрат (Таблица 3.3) с учетом расстояния до узлов подключения и технологической совместимости [34, 132].

Таблица 3.3 — Удельные капитальные затраты на ключевые элементы инфраструктуры ввода в разработку новых проектов (месторождений)

Элемент инфраструктуры	Удельная стоимость
Магистральные газопроводы (в условиях многолетнемёрзлых пород)	190–450 млн руб./км
Объекты подготовки газа (компрессорные станции, УКПГ)	15–35 млрд руб./объект
Объекты энергообеспечения (ЛЭП, электроподстанции)	3–8 млрд руб./система
Объекты социально-бытовой инфраструктуры (вахтовый посёлок, ВЖК, вертодром)	2–5 млрд руб./комплекс

Источник: составлено автором по материалам [79, 106, 197]

Для оценки экономии капитальных вложений, достигаемой за счёт отказа от строительства дублирующих объектов, для каждой из трех выделенных групп месторождений по зонам удаления от якорного инфраструктурного проекта, автором выполнен покомпонентный расчет исключаемых затрат на упрощенной экономической модели, описанной в главе 2 §2.2 (формулы 2.1, 2.2, 2.3), с использованием удельных затрат строительства капитальных объектов из таблицы 3.3. Результаты экономического моделирования представлены в таблице 3.4 [34, 132].

Таблица 3.4 — Оценка экономии капитальных вложений и её влияния на инвестиционные показатели в разрезе зон инфраструктурного контура №1

Показатель	Ближайшая зона (до 50 км)	Средняя зона (до 120 км)	Дальняя зона (до 250 км)	Итого по контуру №1
1	2	3	4	5
CAPEX ₀ , млрд руб.	95	167,5	275	537,5
CAPEX ₁ , млрд руб.	75	115	150	340
ΔCAPEX, млрд руб.	20	52,5	125	197,5
Экономия, %	21%	31%	45%	37%
IRR ₀ , %	14,0	14,0	14,0	14,0
IRR ₁ , %	16,8	18,9	22,7	19,5
ΔIRR, п.п.	+2,8	+4,9	+8,7	+5,5
PP ₀ , лет	9,5	9,5	9,5	9,5

1	2	3	4	5
РР₁, лет	7,5	6,5	5,2	6,4
ΔРР, лет	-2,0	-3,0	-4,3	-3,1

Примечание: расчет выполнены для трёх прибрежных месторождений: Хамбатейское – дальняя зона, Каменномысское (Суша) – средняя зона, Поселковая пл. – ближняя зона

Источник: составлено автором

Результаты расчетов (Таблица 3.4) демонстрируют, что экономия капитальных вложений приводит к существенному улучшению инвестиционных показателей. Сокращение срока окупаемости проектов составляет от 2 до 4,3 лет, а прирост внутренней нормы доходности — от 2,8 до 8,7 процентных пунктов в зависимости от удаленности от якорного инфраструктурного проекта. Для дальней зоны экономия капитальных вложений максимальна (45%), проект переходит из категории «приемлемых» ($IRR \sim 14\%$) в категорию «высокодоходных» ($IRR > 22\%$) при стандартной для арктических проектов ставке дисконтирования в 12% [34, 132].

Проведенное исследование позволило разработать и апробировать методический подход, который эффективно связывает теорию пространственной экономики с практическими задачами корпоративного стратегического планирования в газодобывающем бизнесе АЗРФ. Апробация методики в Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областях не только подтвердила ее работоспособность, но и выявила ключевую структурную проблему в освоении отдаленных территорий АЗРФ: глубокий дисбаланс между недогруженной трубопроводной инфраструктурой, исторически ориентированной на западные рынки, и динамично развивающейся, гибкой моделью, основанной на производстве СПГ и его доставке по Северному морскому пути. Главным практическим результатом работы является количественная оценка экономического эффекта от предлагаемого подхода. Расчеты на примере инфраструктурного контура №1 (юг полуострова Ямал) показали, что интеграция новых проектов в выделенный контур обеспечивает снижение капитальных вложений (CAPEX) на 21–45%. Этот эффект напрямую трансформируется в улучшение ключевых инвестиционных показателей: прирост внутренней нормы доходности (IRR) составляет от 2,8 до 8,7 п.п., а срок окупаемости проектов сокращается на 2–4,3 года. Таким образом, методика

формирует прозрачную экономическую основу для обоснования инвестиционных решений и определения приоритетов в освоении новых лицензионных участков [34, 132].

3.2 Определение приоритетных и альтернативных стратегических направлений развития газодобывающего бизнеса для инфраструктурного контура юга полуострова Ямал

Апробация авторской последовательной процедуры выбора стратегических альтернатив (Глава 2 §2.3) выполнена на выделенного в §3.1 инфраструктурного контура №1 (южной части полуострова Ямал), где сосредоточены основные действующие (Крупный проект «Новый Порт») и перспективные центры добычи и переработки газа (потенциальные к вводу в разработку новые месторождения). Первоначально автором диссертации выполнен качественно-логический отсев стратегически неприемлемых альтернатив посредством авторского алгоритма выбора альтернатив, после чего по допущенным вариантам произведено интегральное рейтингование на основе стратегических и экономических параметров (Рисунок 3.3). Такой порядок обеспечивает последовательный переход от качественной интерпретации условий развития газодобывающего бизнеса к количественно обоснованному выбору приоритетного и резервного направлений развития для инфраструктурного контура № 1 юга полуострова Ямал [31, 133, 135].

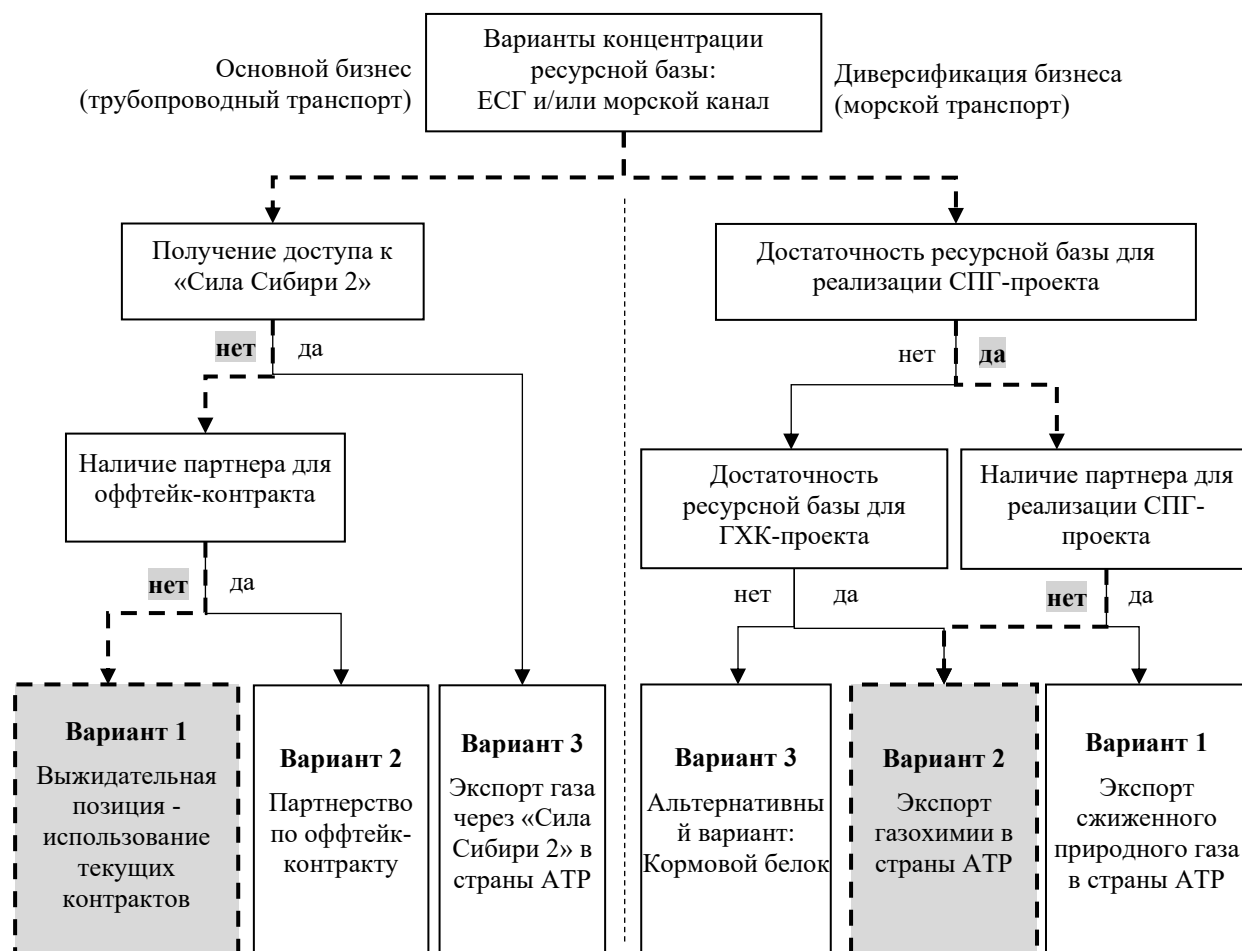


Источник: составлено автором

Рисунок 3.3 — Логика апробации последовательной процедуры выбора стратегических альтернатив для инфраструктурного контура № 1 юга полуострова Ямал

Первичный отбор вариантов по авторскому алгоритму выбора альтернатив для инфраструктурного контура №1 показал, что не все теоретически допустимые варианты обладают одинаковой степенью практической реализуемости в рассматриваемом инфраструктурном контуре. Нишевые направления, не обеспечивающие масштаб, сопоставимый с параметрами ресурсной базы контура (кормовой белок), а также альтернативы, зависящие от невыполненных инфраструктурных (экспорт через газопровод «Сила Сибири 2»), партнерских или рыночных условий (СПГ-проект, оффтейк-контракт), были исключены из последующего количественного сравнения как стратегически неподтвержденные. Вследствие этого в интегральное рейтингование были включены только те варианты, которые прошли первичный отбор по совокупности критериев реализуемости и соответствия специфике инфраструктурного контура юга

полуострова Ямал. Логика первичного качественного отбора двух стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса для инфраструктурного контура №1 представлена на рисунке 3.4 [31, 133, 135].



Примечание: пунктирной линией и серой заливкой выделена логика отбора вариантов для инфраструктурного контура №1 (южная часть полуострова Ямал)

Источник: составлено автором

Рисунок 3.4 — Авторский алгоритм выбора альтернатив для первичного отбора вариантов стратегического развития

Данные таблицы 3.5 позволяют формализовать логику исключения части вариантов на стадии авторского алгоритма выбора альтернатив и тем самым сузить набор вариантов после первичного стратегического отбора для последующего интегрального рейтингования.

Таблица 3.5 — Отбор стратегических альтернатив по авторскому алгоритму выбора альтернатив для инфраструктурного контура № 1 юга полуострова Ямал

Стратегическая альтернатива	Результат авторского алгоритма выбора альтернатив	Участие в интегральном рейтинговании	Итоговый управленческий статус
Кормовой белок	Исключена на стадии первичного отбора как нишевое направление, не сопоставимое с масштабом ресурсной базы контура	Не участвует	Перспективное, но неприоритетное направление долгосрочного рассмотрения
Экспорт СПГ в страны АТР	Не прошел первичный отбор по совокупности обязательных условий реализуемости в пределах контура (наличие партнера)	Не участвует	Стратегически допустим за пределами данного контура, но не приоритетен в рассматриваемой конфигурации
Экспорт газа через «Сила Сибири 2»	Зависит от внешнего инфраструктурного решения и не формирует самостоятельный приоритет в границах контура (отсутствие доступа к «Сила Сибири 2»)	Не участвует	Стратегически допустим за пределами данного контура, но не приоритетен в рассматриваемой конфигурации
Партнерство по оффтейк-контракту на внутреннем рынке	Не прошел первичный отбор по совокупности обязательных условий реализуемости в пределах контура (наличие партнера)	Не участвует	Резерв внутреннего масштаба, не базовый вариант для текущей апробации
Трубопроводный экспорт («выжидательная позиция»)	Допущен к сравнению	Участвует	Перспективное направление
Газохимия (метанол, морской транспорт)	Допущена к сравнению	Участвует	Перспективное направление

Источник: составлено автором

Интегральное рейтингование в рамках апробации методического подхода проведено автором в два последовательных этапа. На первом этапе оценивалась стратегическая релевантность альтернатив по степени соответствия ключевым предпосылкам развития газодобывающего бизнеса в АЗРФ (Таблица 3.6); на втором этапе выполнялось сопоставление по экономическим параметрам проекта, включая внутреннюю норму доходности, капиталоемкость и срок окупаемости (Таблица 3.7).

Такая логика позволяет избежать ситуации, при которой экономически приемлемый, но стратегически проигрышный вариант получает неоправданно высокий итоговый приоритет [31, 133, 135].

Таблица 3.6 — Рейтингование по соответствию стратегическим предпосылкам (контур №1 - юг Ямала, бинарная и 10-бальная шкалы)

Соответствие варианта максимальному количеству стратегических предпосылок развития газодобывающего бизнеса в АЗРФ		Трубопроводный: Выжидательная позиция	Морской: ГХК-проект
Политические	Развитие АЗРФ	-	+
Экономические	Наличие ресурсной базы	+	+
	Отсутствие ограничений по экспорту	-	+
	Удовлетворение растущего спроса странах АТР	-	+
	Поддержание конкуренции на внутреннем газовом рынке РФ	+	+
	Развитие Северного морского пути (СМП)	-	+
	Налоговые преференции по проектам газохимии и СПГ	-	+
Технологические	Наличие действующей инфраструктуры	+	-
	Развитие проектов СПГ и газохимии в РФ	-	+
Социальные	Развитие ЯНАО	-	+
Рейтинг по стратегическим показателям - количество факторов, соответствующие стратегическим предпосылкам		3	9

Источник: составлено автором по материалам [18, 21, 22, 79].

Таблица 3.7 — Рейтингование по экономическим показателям (контур №1 - юг Ямала, бинарная и 3-бальная шкалы)

Показатель	Трубопроводный: Выжидательная позиция	Морской: ГХК-проект
IRR, %	14,04	14,5
CAPEX, млрд руб.	680,2*	48
Срок окупаемости (Payback period), год	8	31
Рейтинг по экономическим показателям	2	1

* уже понесенные капитальные затраты на реализацию якорного инфраструктурного проекта, рейтинг по параметру CAPEX отдан в пользу трубопроводного варианта

Источник: составлено автором по материалам [18, 21, 22, 79]

Итоговый интегральный рейтинг стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса в инфраструктурном контуре №1 юга полуострова Ямал

определяется как сумма рейтингов по соответствию стратегическим предпосылкам (Таблица 3.6) и экономическим показателям (Таблица 3.7). Расчеты представлены в таблице 3.8 [31, 133, 135].

Таблица 3.8 — Итоговый интегральный рейтинг стратегических альтернатив (контур №1 - юг Ямала, 10-балльная шкала)

Альтернатива	Интегральный рейтинг	Интерпретация
Газохимия (метанол, морской транспорт)	10	Приоритетное направление
Трубопроводный экспорт («выжидательная позиция»)	5	Резервный сценарий

Источник: составлено автором [18, 21, 22, 79]

Полученные результаты показывают, что газохимическое направление, ориентированное на производство метанола с использованием морской логистики, обладает наибольшей совокупной привлекательностью в пределах исследуемого инфраструктурного контура. В отличие от него трубопроводный сценарий сохраняет ограниченную применимость и может рассматриваться не как приоритетная, а как резервная стратегическая альтернатива, зависящая от изменения внешних инфраструктурных и рыночных условий. Тем самым апробация подтверждает, что авторская последовательная процедура выбора стратегических альтернатив позволяет не только выявлять набор потенциальных решений, но и ранжировать их по степени стратегической и экономической предпочтительности, что непосредственно раскрывает содержание третьего положения, выносимого на защиту [31, 133, 135].

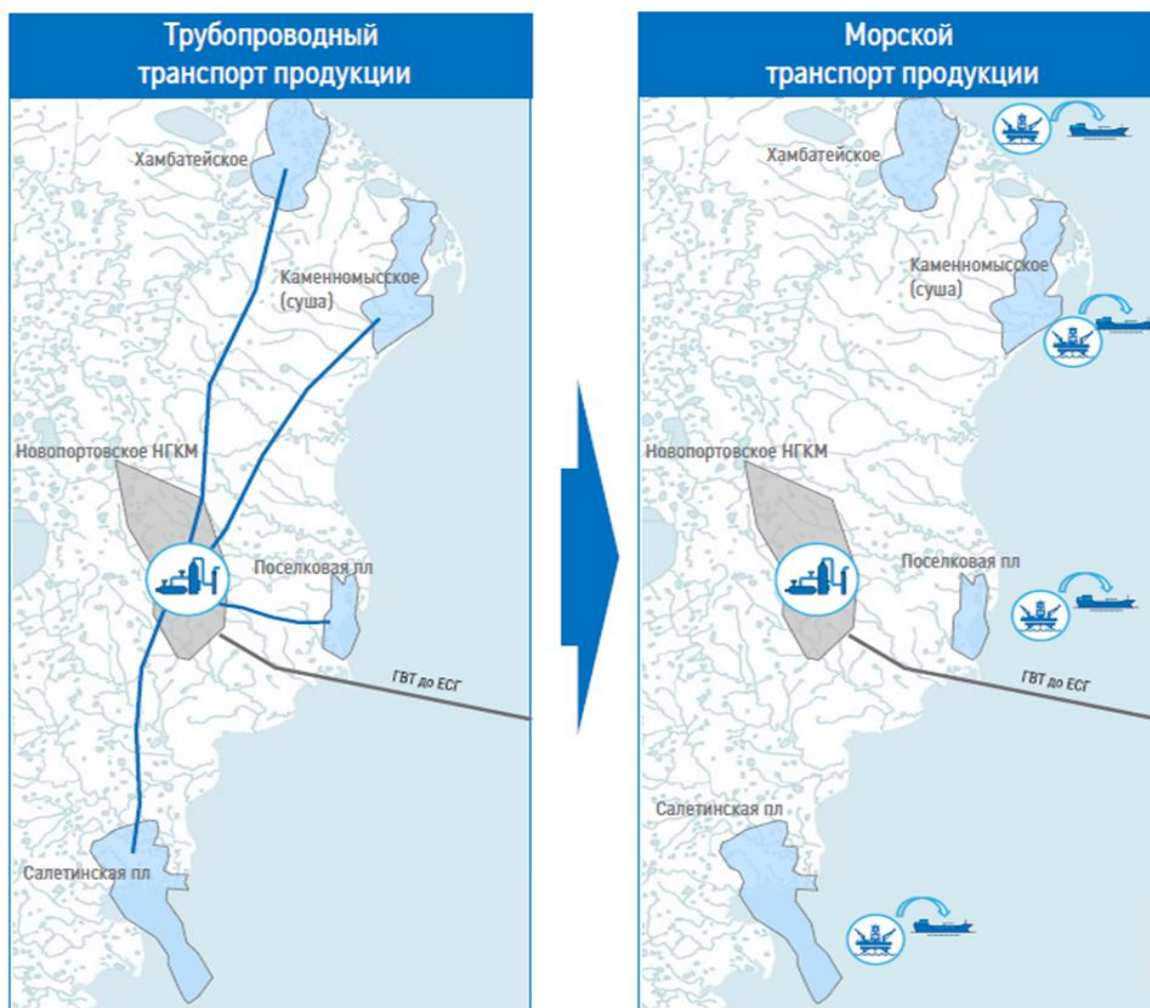
Реализация проекта выбранного приоритетного газохимического направления по синтезу метанола на основе собственной ресурсной базы на юге полуострова Ямале носит комплексный характер и включает в себя большое число направлений, которые описывают как внутренне техническое содержание проекта, так и широкий внешний контур вопросов, связанных с технологическим партнерством, маркетингом, способами финансирования проекта и господдержкой. В периметре рассмотрения юга полуострова Ямал можно выделить группу месторождений, которые предлагается рассматривать как потенциальную

ресурсную базу для реализации проектов газохимии одинаково применимых для производства метанола и аммиака. Они обладают такими сходными признаками как газовое насыщение, относительно небольшие запасы и высокая удаленность от региональных объектов инфраструктуры, что не позволяет сформировать устойчивый бизнес-кейс в варианте с трубопроводным транспортом. Согласно проведенному анализу, месторождение Каменномысское (Суша) по степени геологической изученности, географического расположения и этапности проекта является наиболее подходящим кандидатом для реализации пилотного проекта (Таблица 3.9, Рисунок 3.5) [31, 133, 135].

Таблица 3.9 — Определение приоритетного месторождения для расчета проекта по синтезу метанола в инфраструктурном контуре №1 юга полуострова Ямал

Критерий / Месторождение	Каменномысское (суша)	Хамбатовское ГКМ	Поселковая пл.	Салетинская пл.
1	2	3	4	5
Текущий этап проекта по классификации РМВООК (Поиск - 0; Оценка - 1; Выбор - 2)	Выбор - 2	Оценка - 1	Поиск - 0	Поиск - 0
Объем ресурсной базы, млрд м ³ (<50 - 1; >50 - 2)	23,6 - 2	120,0 - 3	39,8 - 1	43,0 - 1
Расстояние до подходного канала, км (>100 - 0; 50-100 - 1; <50 - 2)	5 км - 2	15 км - 2	5 км - 2	174 км - 0
Известность состава сырья (Да - 1, нет - 0)	Да - 1	Нет - 0	Да - 1	Нет - 0
Общая оценка готовности месторождения к разработке	6	5	4	1

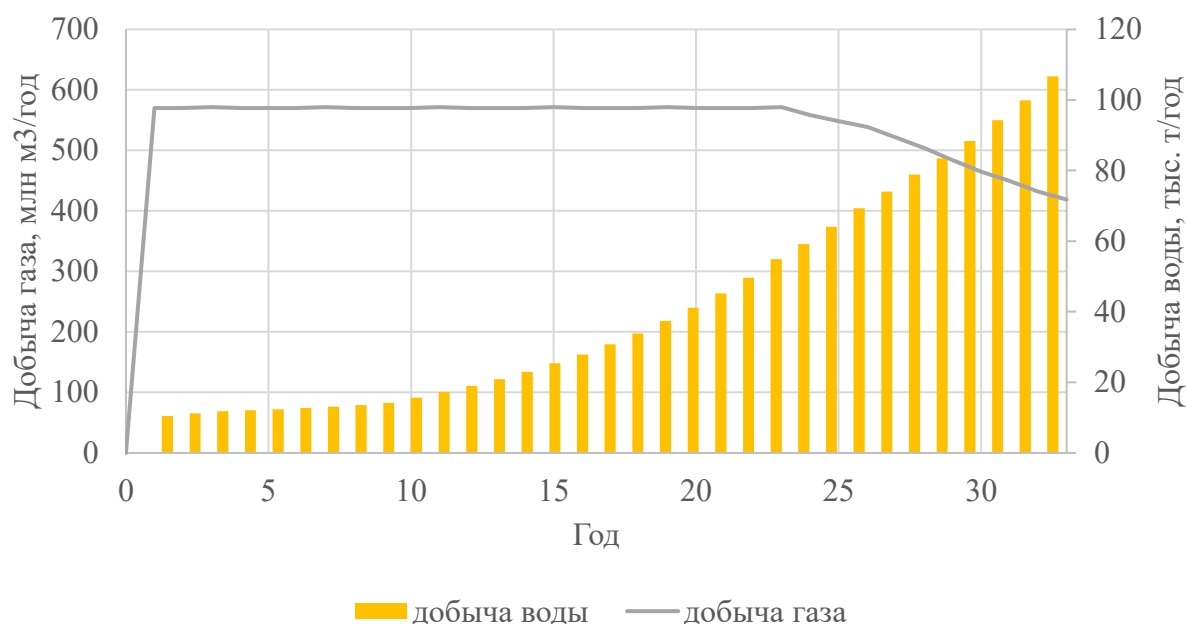
Источник: составлено автором



Источник: составлено автором

Рисунок 3.5 — Изменение схемы обустройства прибрежных месторождений инфраструктурного контура №1 с трубопроводного варианта на морской транспорт продукции

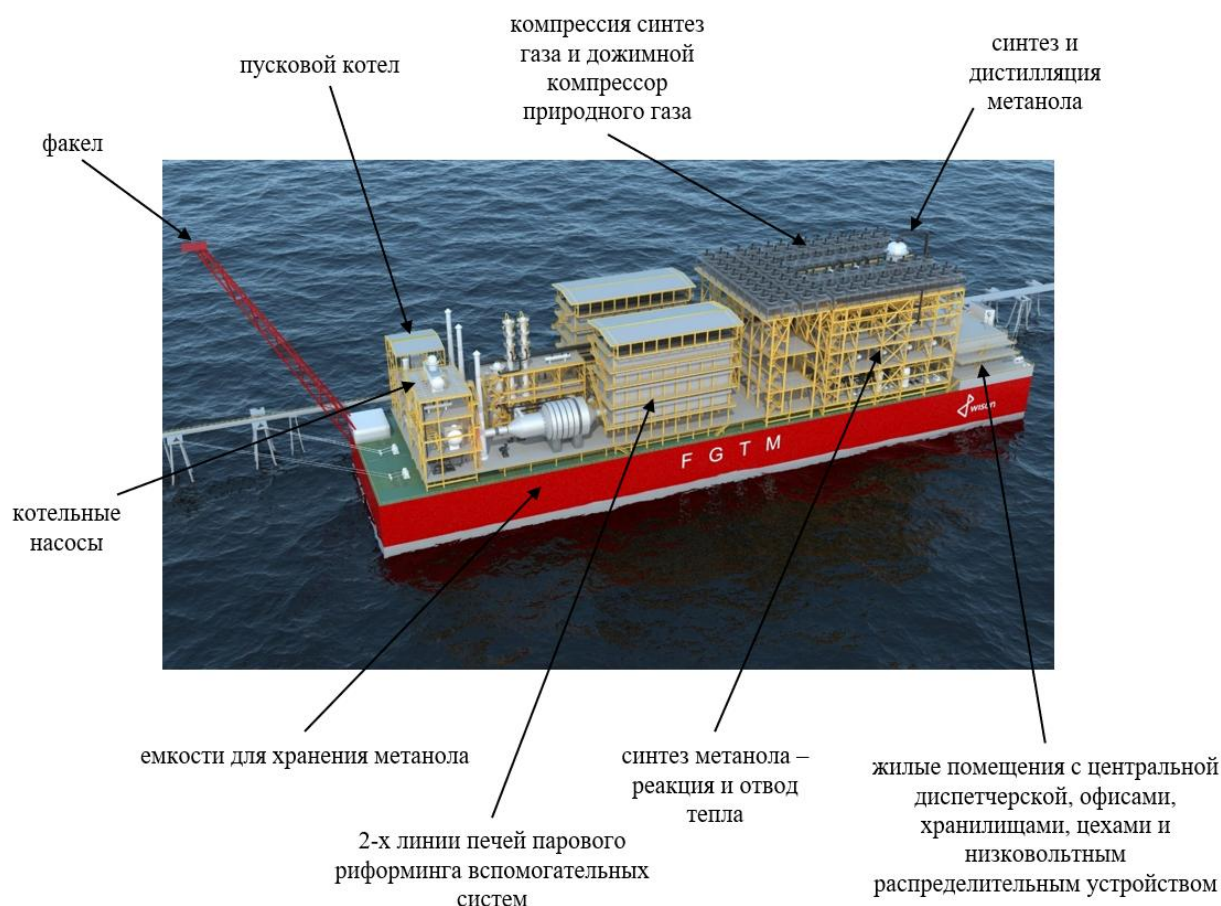
Геологическая изученность месторождения Каменномыское (Суша) представлена в приложении В рисунке В.1. Профиль добычи природного газа и пластовой воды с месторождения Каменномыское (Суша) для обеспечения сырьем завода по производству метанола представлен на рисунке 3.6. Согласно проведенным автором расчетам поставка сырья стабильна в течении 22 лет на уровне ~550-600 млн м³ в год, и обеспечивается с одной кустовой площадки на три скважины (в режиме две в работе, одна в резерве) и достаточна для производства метанола в объеме 380 тыс. т в год [31, 133, 135].



Источник: составлено автором

Рисунок 3.6 — Профиль добычи природного газа и пластовой воды на месторождении Каменномысское (Суша)

В мировой практике сформировался подтвержденный опыт разработки и внедрения плавучих и прибрежных решений по производству метанола, применимых к арктическим условиям расположения ресурсной базы. Особое значение для целей настоящего исследования имеет китайский проект компании Wison FGTM, поскольку он ориентирован именно на конверсию природного газа в метанол в формате плавучей прибрежной баржи и обладает подтвержденными параметрами производительности 1,8 млн т в год (Рисунок 3.7) [31, 133, 135].



Источник: составлено автором по материалам [209, 210]

Рисунок 3.7 — Морское исполнение мобильного суперблока по синтезу метанола для прибрежных ГХК-проектов

Кроме рассмотренного выше технологического решения, компания CIMC Enric (КНР) аналогично осуществляет экспансию китайской инженерной компетенции на международные проекты и производит аналогичные плавучие решения по производству метанола. Данный факт позволяет автору диссертации утверждать, что соответствующие технологии доступны не только в виде проектных концептов. Таким образом, поставка подобного оборудования из дружественных стран Российской Федерации является предметом перспективной промышленной кооперации вне санкционного давления (Таблица 3.10) [31, 133, 135].

Таблица 3.10 — Зарубежные инженерные решения по плавучему и прибрежному производству метанола, подходящие для газодобывающих проектов отдаленных территорий АЗРФ

Решение / проект	Страна поставщика / реализации	Формат решения	Производительность
Wison FGTM (Floating Gas to Methanol)	КНР	Плавучая прибрежная баржа для переработки природного газа в метанол	5 400 т/сутки, или 1,8 млн т метанола в год; хранение до 206 000 м ³
Wison Floating Green Methanol Plant	КНР	Плавучий завод по выпуску «зеленого» метанола	не раскрывается
Ankara Green Methanol Project / FEED Wison	Турция / КНР	Прибрежный или наземный проект; инженерное решение китайского подрядчика для производства метанола из биогаза	не раскрывается
CIMC Enric biomethanol project, Zhanjiang	КНР	Коммерческий проект по выпуску биометанола для судового топлива	50 тыс. т/год на начальном этапе

Источник: составлено автором по материалам [209, 210]

Использование технологии переработки газа на базе суперблоков полной заводской готовности позволит максимально отказаться от проведения строительно-монтажных работ в суровых условиях Арктики и перенести их в контролируемые условия строительства на верфях. Это повысит конкуренцию за счет выхода на мировой рынок поставщиков модульного оборудования и обеспечит комплексную ответственность поставщика за достижение заявленных технических характеристик блока, сквозной контроль на всех этапах производства от сборки до пуско-наладочных работ. Несмотря на то, что в настоящее время в мире уже реализованы проекты по переработке газа на базе плавучих решений, предлагаемый для реализации проект по синтезу метанола обладает новизной, в связи с чем необходима адаптация плавучих решений по производству метанола для условий Арктики и других географических локаций на территории РФ [31, 133, 135].

Одним из преимуществ расположения завода по синтезу метанола на месторождении Каменномыское (Суша) является потенциальная инфраструктурная синергия с якорным инфраструктурным проектом «Новый порт».

На территории лицензионного участка в районе п. Мыс Каменный расположен приёмосдаточный пункт с выносным терминалом «Ворота Арктики», существует собственный танкерный и ледокольный флот. Расположение мощностей по синтезу метанола в районе действующей нефтегазовой инфраструктуры позволит добиться значительной инфраструктурной синергии как за счет совместного использования производственных объектов хранения и транспорта углеводородного сырья, так и объектов непромышленного назначения [31, 133, 135]. Дорожная карта реализации проекта по производству метанола в инфраструктурном контуре №1 в соответствии с стадийностью согласно руководству по управлению проектами (PMBOOK) представлена в приложении Г рисунке Г.1.

Экономическая оценка эффективности проекта представлена в таблице 3.11. Проект показывает маржинальную эффективность: NPV 374 млн руб. при ставке дисконтирования 14%. Полноценное экономическое моделирование альтернативного варианта трубопроводного транспорта (выжидательная позиция с использованием действующих контрактов) представлена в приложении Д таблице Д.1 [31, 133, 135].

Таблица 3.11 — Техничко-экономические показатели проекта по производству метанола на месторождении Каменномысское (Суша) контура №1 юга полуострова Ямал

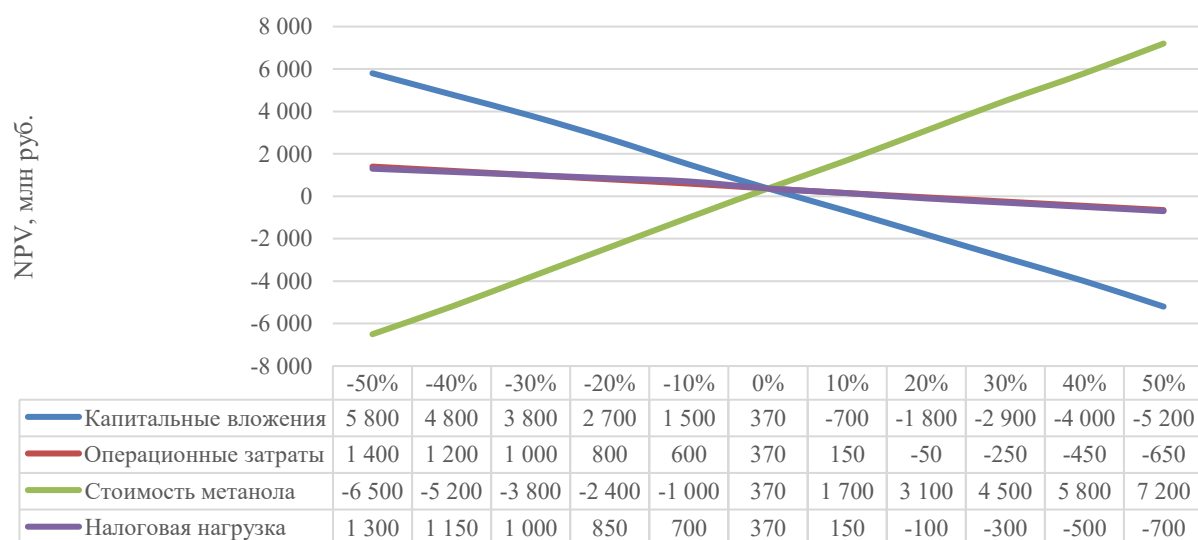
Показатель	Единицы измерения	Значение
1	2	3
Добыча природного газа	млн м ³	17 755
Объем производства метанола	тыс. т.	15 530
Старт добычи	год	2 028
Всего добывающих скважин	шт.	3
Общие капитальные вложения	млн руб.	47 484
Эксплуатационное бурение	млн руб.	2 113
Обустройство кустовых площадок	млн руб.	8 904
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	млн руб.	15 559
Налог на имущество	млн руб.	7 738
Операционные затраты	млн руб.	33 389
Налог на прибыль	млн руб.	35 463
Накопленный денежный поток (FCF)	млн руб.	159 133

Продолжение таблицы 3.11

1	2	3
Чистая приведенная стоимость (NPV)	млн руб.	374
Коэффициент отдачи капитала (PI)	ед.	1,030
Период окупаемости (PP)	лет	31
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	%	14,5%
Год экономического предела (ГЭП)	год	2 060

Источник: составлено автором

Учитывая около нулевую экономическую эффективность, автор выполнил оценку чувствительности NPV проекта к изменению основных входных параметров. По результатам анализа установлено, что наибольшее влияние на данный показатель оказывают капитальные затраты на реализацию проекта (CAPEX) и стоимость реализации конечной продукции (стоимость метанола на рынке) – рисунок 3.8 [31, 133, 135].

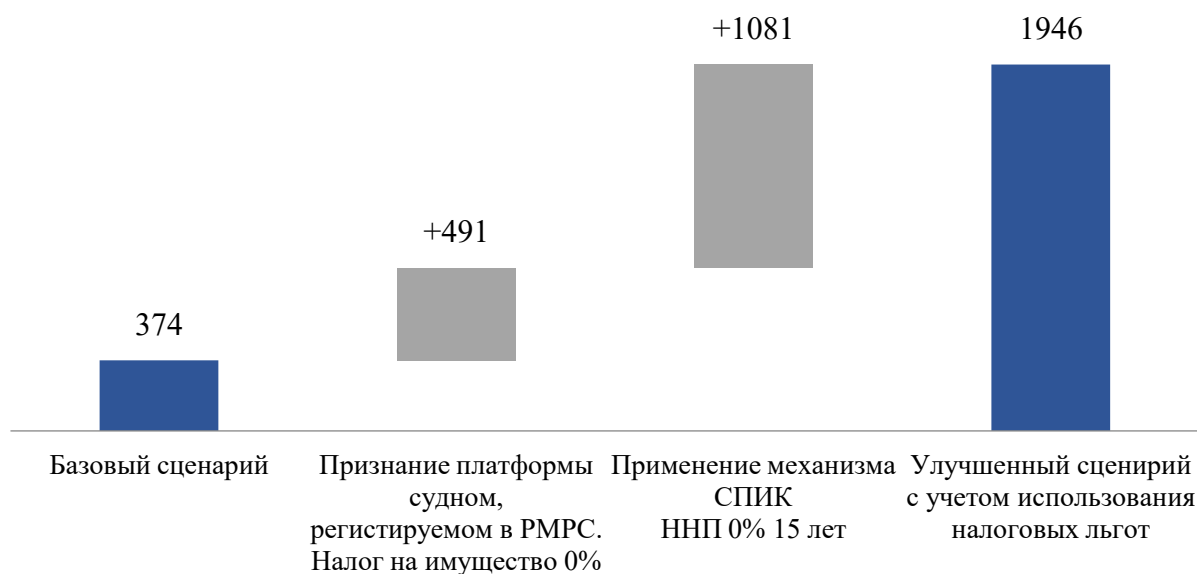


Источник: составлено автором

Рисунок 3.8 — Анализ чувствительности экономических показателей проекта по производству метанола на месторождении Каменномыское (Суша)

Автором диссертационного исследования установлен ряд экономических возможностей по улучшению NPV проекта с 374 до 1946 млн руб. за счет следующих факторов, которые реализуют преимущества стратегической альтернативы, выбранной на основе авторского методического подхода, в пользу ГХК-проекта относительно трубопроводного варианта (Рисунок 3.9) [31, 133, 135]:

1. Преимущество прибрежного расположения: признание морского суперблока судном и освобождение от налога на имущество [87].
2. Преимущество арктических ГХК-проектов: применение специального инвестиционного контракта (СПИК), который освобождает проекты газохимии в арктической зоне от налога на прибыль на срок до 15 лет [66].



Источник: составлено автором

Рисунок 3.9 — Анализ влияния экономических преимуществ выбора стратегической альтернативы по авторском методике в пользу ГХК-проекта на NPV проекта, млн руб.

Таким образом, результаты апробации свидетельствуют о том, что для инфраструктурного контура № 1 юга полуострова Ямал приоритетным направлением стратегического развития является формирование газохимического проекта с ориентацией на производство и экспорт метанола в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Данный вариант в наибольшей степени отвечает совокупности критериев санкционной устойчивости, логистической гибкости, инфраструктурной адаптивности и потенциала создания добавленной стоимости в инфраструктурном контуре №1. Трубопроводный вариант в рассматриваемых условиях не утрачивает значения полностью, однако его целесообразно квалифицировать как резервный сценарий, реализация которого зависит от

изменения внешнеэкономической конъюнктуры и конфигурации экспортной инфраструктуры. Следовательно, последовательное применение авторского алгоритма выбора альтернатив, процедуры исключения стратегически нецелесообразных альтернатив и интегрального рейтингования обеспечивает достаточную обоснованность выбора стратегического направления и подтверждает прикладную ценность разработанного методического подхода для иных инфраструктурных контуров, выделенных на отдаленных территориях АЗРФ в рамках Главы 3 §3.1 (Таблица 3.1, Рисунок 3.1) [31, 133, 135].

3.3 Оценка синергетических эффектов реализации стратегических альтернатив на примере газодобывающего бизнеса юга полуострова Ямал

Апробация предложенной автором методики (глава 2 §2.4) к оценке синергетических эффектов реализации стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса выполнена на примере инфраструктурного контура №1 юга полуострова Ямал. Расчеты направлены на определение эффектов на уровнях компании, смежных отраслей, региона и государства и позволяют выявить направления стратегического развития, обладающие наибольшим совокупным социально-экономическим эффектом [35, 129].

Санкционное давление 2022–2024 годов привело к кардинальному сокращению трубопроводного экспорта природного газа в Европу, что актуализировало стратегию развития глубокой переработки газа и диверсификации экспорта через проекты СПГ и газохимии непосредственно в регионах добычи [179, 177, 162]. В качестве примера для детального анализа выбран проект производства метанола мощностью 380 тыс. тонн в год на ресурсной базе месторождения Каменномысское (Суша), предложенного автором в главе 2 §2.3 [35].

Анализ синергетических эффектов, согласно авторской методике, осуществляется по уровням. **Уровень 1 – добывающая компания.** Для добывающего предприятия диверсификация сбыта за счёт поставок газа на

строительство завод по производству метанола вместо экспорта по сокращающимся маршрутам демонстрирует положительный финансовый эффект. Согласно результатам экономического моделирования внутренняя норма доходности газохимического проекта составляет 14,5% (Таблица 3.11). При этом полная реализация синергетического эффекта от подключения новых проектов по вводу в разработку всех близлежащих месторождений к выделенному инфраструктурному контуру обеспечивает экономию капитальных затрат (CAPEX) на 21–45% (в среднем 37%) и позволяет повысить внутреннюю норму доходности до 19,5% (Таблица 3.4) за счет последующего использования уже изготовленного суперблока по производству метанола на других месторождениях (Таблица 3.9, Рисунок 3.5) [35].

Уровень 2 - смежные отрасли-потребители. Применение критерия затратноёмкости (d_i) позволяет выявить наиболее зависимые и уязвимые отрасли, развитие которых стимулируется новым проектом. На примере производственной цепочки «газ → метанол» [35]:

1. Газохимия (производство метанола): d_i составляет 70–85%, что соответствует критической зависимости (Таблица 2.22). Это обосновывает необходимость специальных долгосрочных контрактов на поставку газа для обеспечения рентабельности проекта [35].
2. Машиностроение: развитие газохимии создаёт производственный эффект в смежной отрасли, формируя спрос на высокотехнологичное оборудование (реакторы синтеза, компрессоры, системы очистки) [35].
3. Транспорт и логистика (портовая инфраструктура): экспорт метанола и сопутствующих продуктов обеспечивает дополнительную загрузку портовых мощностей Северного морского пути, способствуя созданию новых рабочих мест в логистическом секторе и генерируя выручку для операторов [35].

Строительство завода метанола производительностью 380 тыс. тонн в год (на основе переработки 550–600 млн м³ природного газа) приведёт к появлению ~ 80

прямых рабочих мест в газохимическом производстве (расчёт по отраслевому нормативу для автоматизированных производств: 1 рабочее место на 5 000 т продукции [35, 103, 128].

Уровень 3 - региональная экономика ЯНАО. Развитие производства, по оценке автора, приводит к кумулятивным социально-экономическим эффектам в регионе [35]:

1. Занятость: создаются прямые рабочие места на производстве, а также косвенные и индуцированные места в смежных секторах (логистике, строительстве, социальном обеспечении) [35]. Согласно применяемой методологии расчёта мультипликаторов, совокупный эффект для региона может достигать коэффициента ~5-6 [128].
2. Налоговые поступления: проект способствует увеличению поступлений налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), налога на прибыль и других платежей в консолидированный бюджет региона [35].
3. Инфраструктурное развитие: проект выступает катализатором развития транспортной, энергетической и социальной инфраструктуры в районе размещения [35].

Уровень 4 - национальное хозяйство и экономическая безопасность. Синергетические эффекты развития аккумулируются на макроуровне [35]:

1. Валютные поступления и добавленная стоимость: экспорт ~380 тыс. т метанола в год по долгосрочной контрактной цене \$360–440/т генерирует \$140–170 млн валютной выручки ежегодно. В комплексе с последующими проектами производства метанола на месторождениях инфраструктурного контура №1 совокупный прирост валютных поступлений может составить \$1,5–2,5 млрд [35].
2. Импортозамещение и технологический суверенитет: локализация производства метанола замещает его импорт и создаёт основу для последующего производства формальдегида, уксусной кислоты и других продуктов, сокращая зависимость от иностранных поставок [35].

3. Укрепление экономической безопасности: диверсификация каналов сбыта газа (внутренняя переработка, экспорт СПГ в Азию, поставки химической продукции) снижает зависимость российской экономики от моноканального трубопроводного экспорта и повышает её устойчивость к внешним вызовам [35, 49, 142].

Матрица синергетических эффектов $E = \{E_{kjt}\}$ наглядно представляет рекомендованную методику оценки для проекта производства метанола (Таблица 3.12), где для ключевых сочетаний уровня (k), показателя (j) и горизонта (t) приведены количественные оценки синергетических эффектов [35].

Таблица 3.12 — Матрица синергетических эффектов ($E = \{E_{kjt}\}$) для проекта производства метанола (на основе переработки 550–600 млн м³ газа в год) в инфраструктурном контуре №1 юга полуострова Ямал

Уровень (k)	Показатель (j)	Значение эффекта (E_{kjt})	Временной горизонт (t)	Источник / метод расчёта
1	2	3	4	5
1. Добывающая компания	Финансовый (IRR)	14,5% (потенциал роста до 19,5%)	Краткосрочный	Таблица 3.4, Таблица 3.7, Таблица 3.11
	Финансовый (CAPEX)	Экономия 21–45% (в среднем 37%)	Краткосрочный	Таблица 3.4
2. Смежные отрасли-потребители	Производственный (объём)	~380 тыс. т/год метанола	Среднесрочный	Расчёт: 550 млн м ³ газа / 1450 м ³ /т [103]
	Занятость (прямая)	~80 рабочих мест	Среднесрочный	Оценка по отраслевому нормативу (1 место / 5 000 т) [103]
3. Регион	Занятость (совокупная)	Прирост ~400–500 рабочих мест	Среднесрочный	Оценка на основе мультипликатора (коэф. 5–6) для арктических монопрофильных регионов [128]
	Налоговый (поступления)	~2,3–2,7 млрд руб./год	Среднесрочный	Оценочный расчёт на основе моделирования ключевых налогов

Продолжение таблицы 3.13

1	2	3	4	5
4. Государство	Финансовый (валютная выручка)	140–170 млн долл./год	Долгосрочный	Расчёт: 380 тыс. т * (\$360–440/т) на основе данных [3, 109]
	Безопасность (диверсификация)	Повышение устойчивости экспортных доходов ТЭК	Долгосрочный	Качественная оценка на основе вывода о приоритете санкционно-устойчивых каналов (Глава 2 §2.1)

Источник: составлено автором на основе ранее проведенных исследований (Таблица 3.4, Таблица 3.7, Таблица 3.11) и материалов [35, 3, 103, 109, 128]

Апробация, основанная на авторских методиках выделения инфраструктурных и интегрального рейтингования альтернатив, количественно подтвердила мультипликативный характер синергетических эффектов: реализация проекта метанола мощностью ~380 тыс. т/год (переработка ~550 млн м³ газа) обеспечивает экономию CAPEX до 37%, повышая инвестиционную привлекательность (IRR до 19,5%). На региональном уровне эффект оценивается в создании ~400–500 совокупных рабочих мест и дополнительных налоговых поступлениях в объёме ~2,3–2,7 млрд руб./год. На национальном уровне проект генерирует \$140–170 млн ежегодной валютной выручки и вносит вклад в снижение уязвимости экономики к внешним вызовам за счёт диверсификации экспорта. Подтверждена авторская гипотеза о том, что системный учёт и количественная оценка многоуровневых синергетических эффектов с помощью предложенной методики являются необходимым условием для оптимизации государственной стратегии развития ресурсных регионов, повышения эффективности поддержки и предотвращения стратегических потерь [35].

3.4 Цифровой инструмент поддержки принятия стратегических решений при формировании стратегии развития газодобывающего бизнеса

В целях обеспечения практической применимости разработанного в диссертации методического аппарата предложен цифровой инструмент поддержки принятия решений при формировании стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ. Его разработка завершает методический цикл исследования и обеспечивает перевод положений, раскрытых в §2.2 и §2.3, в прикладной формат последовательной обработки исходных данных, выделения инфраструктурных контуров, выбора стратегических альтернатив, интегрального рейтингования и формирования итогового управленческого решения. Функционирование инструмента реализовано в импортозамещенной программной среде Astra Linux на базе офисной платформы LibreOffice, что соответствует требованиям технологического суверенитета и снижает зависимость корпоративного планирования от зарубежных цифровых решений. В отличие от разрозненного выполнения отдельных расчетных процедур, предлагаемый инструмент объединяет ключевые этапы стратегического анализа в единую цифровую логику, в которой результаты одного блока автоматически используются как входные параметры для следующего блока. Архитектура цифрового инструмента включает четыре взаимосвязанных модуля.

Первый модуль предназначен для ввода и структурирования исходных данных, включая ГИС-координаты объектов, параметры месторождений, характеристики существующей и проектной инфраструктуры, а также рыночные условия реализации природного газа и продуктов его переработки.

Второй модуль реализует положение 2 (§2.2, §3.1) диссертации и обеспечивает автоматизированное применение системы бинарных критериев, распределение объектов ресурсной базы по инфраструктурным контурам, расчет экономии капитальных вложений при подключении к действующей или проектной инфраструктуре и последующую визуализацию результатов.

Третий модуль реализует положение 3 (§2.3, §3.2) диссертации и предназначен для автоматизации стратегического выбора. На данном этапе осуществляется первичная фильтрация допустимых вариантов по авторскому алгоритму выбора альтернатив, после чего прошедшие отбор альтернативы сопоставляются по интегральному рейтингу с учетом стратегических предпосылок, внутренних норм доходности, капитальных вложений и срока окупаемости. Тем самым цифровой инструмент обеспечивает переход от экспертно-описательного анализа к формализованной процедуре ранжирования (интегральное рейтингование), предназначенной для применения в корпоративной практике стратегического планирования.

Четвертый модуль представляет результаты обработки данных в форме, ориентированной на управленческое использование. На выходе пользователь получает параметры выделенных контуров, таблицу ранжированных стратегических альтернатив и итоговое обоснованное решение по приоритетному и резервным направлениям развития газодобывающего бизнеса в пределах анализируемой территории. В рассматриваемой логике цифровой инструмент выступает не просто средством визуализации, а механизмом внедрения разработанного методического аппарата в практику корпоративного стратегического планирования.

Практическая значимость инструмента определяется тем, что он сокращает временные затраты на проведение стратегического анализа и подготовку инвестиционного обоснования, повышает качество решений за счет полной формализации процедур и учета совокупности инфраструктурных, рыночных и ограничительных факторов, а также обеспечивает использование отечественной программной среды в условиях санкционного давления. Следовательно, автоматизация положений 2 и 3 диссертации позволяет перейти от отдельного аналитического обоснования инфраструктурного контура и стратегической альтернативы к единому цифровому контуру формирования решения, адаптированному к задачам развития газодобывающего бизнеса на отдаленных

территориях АЗРФ. Архитектура и функциональное назначение модулей разработанного цифрового инструмента автоматизации поддержки принятия решений при формировании стратегии развития газодобывающего бизнеса представлены на рисунке 3.10 и таблице 3.14.

Таблица 3.14 — Функциональное назначение модулей цифрового инструмента поддержки принятия решений

Модуль	Содержание модуля	Выходной результат
1	2	3
Модуль 1. Входные данные	Ввод и структурирование данных по якорным проектам, месторождениям и параметрам расчета	Подготовленный массив исходной информации для последующей автоматизированной обработки
Модуль 2. Выделение инфраструктурных контуров	Применение бинарных критериев, распределение объектов по контурам и зонам, расчет синергетического эффекта в капитальных вложениях	Сформированные инфраструктурные контуры и оценка экономии капитальных вложений
Модуль 3. Выбор стратегических альтернатив	Фильтрация вариантов по авторскому алгоритму выбора альтернатив и интегральное рейтингование альтернатив	Приоритетное и резервное направления стратегического развития
Модуль 4. Визуализация результатов	Представление результатов в форме дашборда для руководства компании	Информационная основа для принятия управленческого решения

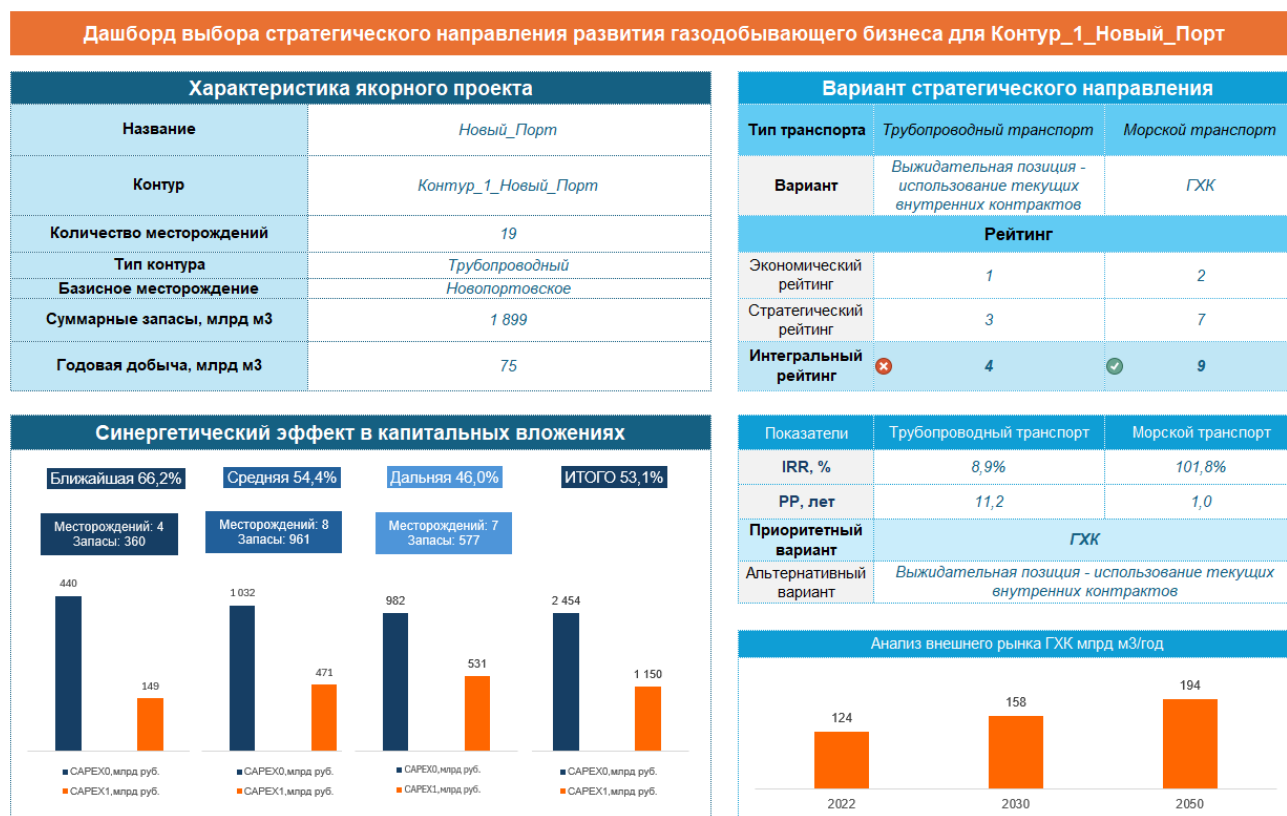
Источник: составлено автором



Источник: составлено автором

Рисунок 3.10 — Архитектура разработанного автором цифрового инструмента поддержки принятия стратегических решений

Визуальная структура модуля 1 «Входные данные» представлена в приложении Е рисунки Е.1-Е.3, модуля 2 «Выделение инфраструктурных контуров» в приложении Е рисунок Е.4, и модуля 3 «Выбор стратегических альтернатив» в приложении Е рисунок Е.5. Визуализация результатов для руководства компании с основной информацией для принятия решения (конечный результат) представлена на рисунке 3.11.



Примечание: демонстрационный вариант на 19 месторождений – полный состав месторождений контура №1

Источник: фрагмент из цифрового автора

Рисунок 3.11 — Фрагмент визуализации модуля 4 «Визуализация результатов»

Перспективы дальнейшего развития разработанного цифрового инструмента на импортозамещённой платформе Astra Linux целесообразно связать со следующими направлениями:

1. Подключение корпоративного ГИС-модуля для визуализации месторождений, якорных инфраструктурных проектов и элементов инфраструктурного контура, включая его внутреннюю структуру по ближней, средней и дальней зонам в соответствии с предложенной методикой;

2. Интеграция корпоративных моделей оценки капитальных вложений (CAPEX) по различным классам точности расчёта с использованием регулярно обновляемых баз данных по действующим контрактам, проектным решениям и удельным стоимостным параметрам;

3. Интеграция корпоративных моделей операционных потоков (ОРЕХ) с возможностью прямого использования фактических и плановых эксплуатационных параметров компании при сравнении стратегических сценариев;

4. Автоматизированное формирование операционных денежных потоков (OCF) по каждому варианту стратегического развития на основе корпоративных моделей затрат и производственных параметров, что позволит повысить точность оценки экономических результатов при подключении новых объектов к действующей инфраструктуре;

5. Разработка сценарного модуля чувствительности для оценки влияния транспортного плеча, логистических ограничений, тарифных условий и режимов загрузки инфраструктуры на показатели эффективности стратегических альтернатив;

6. Формирование корпоративной базы аналогов реализованных проектов, обеспечивающей накопление, актуализацию и использование эмпирических данных для повышения воспроизводимости и прикладной достоверности расчётов.

Таким образом, автоматизация разработанного методического аппарата обеспечивает его практическую реализуемость в условиях корпоративного стратегического планирования и позволяет сформировать воспроизводимый цифровой контур поддержки принятия решений по развитию газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях АЗРФ. В отличие от отдельного применения аналитических процедур, цифровой инструмент объединяет этапы пространственной идентификации инфраструктурных контуров и выбора стратегических альтернатив в единую последовательность обработки данных, ориентированную на получение обоснованного управленческого результата.

Выводы по Главе 3

1. Автором выполнена апробация разработанного методического инструментария на примере газодобывающего бизнеса юга полуострова Ямал, что позволило перейти от теоретико-методических положений к их практическому применению в условиях конкретного инфраструктурного контура. Проведенная

апробация подтвердила состоятельность предложенного подхода для обоснования стратегических решений на отдалённых территориях АЗРФ с учётом ресурсных, инфраструктурных и логистических ограничений.

2. На основе анализа ресурсной базы, действующей инфраструктуры и транспортных каналов выделены пять инфраструктурных контуров на отдалённых территориях АЗРФ, различающихся по типу якорного инфраструктурного проекта, логистическим каналам поставки продукции и степени обеспеченности ресурсной базой. Установлено, что контуры 1–3 представляют трубопроводный канал транспорта, характеризующийся недозагрузкой исторически сформированной инфраструктуры, тогда как контуры 4–5 отражают СПГ-ориентированную модель, изначально интегрированную в морскую логистику через Северный морской путь и обладающую большей гибкостью в перераспределении поставок между рынками.

3. На примере инфраструктурного контура №1 юга полуострова Ямал доказано, что выделение инфраструктурных контуров позволяет выявлять структурные дисбалансы в использовании объектов газодобывающей инфраструктуры и тем самым формировать более обоснованную основу для стратегического и инвестиционного выбора.

4. В результате применения последовательной процедуры выбора стратегических альтернатив для инфраструктурного контура №1 установлено, что приоритетным направлением является газохимический вариант, ориентированный на производство метанола с использованием морской логистики, тогда как трубопроводный сценарий должен рассматриваться как резервная альтернатива. Тем самым подтверждено, что предложенная процедура позволяет не только формировать набор допустимых решений, но и ранжировать их по совокупности стратегических и экономических критериев, что раскрывает прикладное содержание третьего положения, выносимого на защиту.

5. При детализации приоритетной стратегической альтернативы обосновано, что для реализации пилотного проекта по синтезу метанола в инфраструктурном контуре №1 наиболее предпочтительным объектом является месторождение

Каменномысское (Суша), обладающее наибольшей степенью готовности по совокупности критериев геологической изученности, транспортной доступности, известности состава сырья и стадии проектной проработки. Это позволяет конкретизировать практический механизм реализации выбранной стратегии и связать стратегический выбор с параметрами ресурсного объекта и конфигурацией инфраструктуры.

6. Оценка синергетических эффектов от реализации выбранной стратегической альтернативы показала, что применение предложенного инструментария обеспечивает возможность анализа результатов не только на уровне отдельного проекта или предприятия, но и на уровнях смежных отраслей-потребителей газа, региона и государства. Дополнительно представлена архитектура цифрового инструмента поддержки принятия стратегических решений на импортозамещённой платформе Astra Linux, что подтверждает практическую применимость разработанного подхода и завершает формирование целостной системы обоснования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях АЗРФ.

Заключение

В диссертационном исследовании решена актуальная научная задача, заключающаяся в развитии теоретико-методических положений и разработке методического инструментария формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях Арктической зоны Российской Федерации в условиях пространственной неоднородности ресурсной базы, инфраструктурных ограничений и внешнеэкономической неопределённости. Актуальность данной задачи обусловлена тем, что АЗРФ выступает ключевым пространством концентрации запасов и добычи природного газа, тогда как традиционные подходы к стратегическому планированию недостаточно адаптированы к условиям удалённости, высокой капиталоемкости освоения, логистической зависимости и трансформации экспортных рынков.

1. Установлено, что развитие газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях АЗРФ определяется не только масштабом ресурсной базы, но и условиями её хозяйственного вовлечения, включая инфраструктурную обеспеченность, транспортно-логистическую связанность, доступность каналов поставки и направления монетизации природного газа. Автором обоснована необходимость рассмотрения стратегического выбора не как совокупности изолированных проектных решений, а как системы взаимосвязанных вариантов хозяйственного освоения территории, объединённых общей инфраструктурной и рыночной логикой.

2. Уточнены теоретико-методологические положения формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях АЗРФ и предложено авторское определение понятия «отдалённые территории» как приоритетного географического периметра стратегического развития, характеризующегося концентрацией значительной части ресурсной базы природного газа, наличием реализованных крупных инфраструктурных проектов, высокой капиталоемкостью ввода новых месторождений в разработку и повышенной чувствительностью к логистическим и внешнеэкономическим

ограничениям. На этой основе разработана концептуальная модель формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях АЗРФ, обеспечивающая взаимосвязь стратегического анализа ресурсной базы, инфраструктурных условий, альтернатив развития и механизмов их реализации в условиях высокой неопределённости внешней среды.

3. Предложен методический подход к обоснованию стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях АЗРФ как основы стратегического и инвестиционного выбора. Ключевым элементом данного подхода выступает выделение инфраструктурных контуров как устойчивых территориально-хозяйственных конфигураций, объединяющих взаимосвязанные элементы добычи, подготовки, переработки, транспортировки и сбыта в границах конкретного сочетания ресурсной базы, инфраструктурной обеспеченности и транспортно-логистических ограничений территории. В отличие от подходов, ориентированных на локальные проектные решения, предложенный подход позволяет обосновывать направления развития с позиций инфраструктурной интеграции объектов и снижения капиталоемкости ввода в разработку новых месторождений.

4. Разработана последовательная процедура выбора стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса, включающая первичный отбор допустимых альтернатив по ресурсным, логистическим и инфраструктурным ограничениям, а также последующее обоснование приоритетной и резервной стратегических альтернатив на основе их ранжирования. Отличительной особенностью предложенной процедуры является интеграция авторского алгоритма выбора альтернатив, нечётко-логической оценки и интегрального рейтингования по совокупности стратегических и экономических критериев. Процедура обеспечивает повышение обоснованности выбора стратегических направлений в условиях высокой внешнеэкономической неопределённости и ограниченности инфраструктурных возможностей.

5. Предложена методика оценки синергетических эффектов от реализации стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса на основе многоуровневого анализа прогнозных результатов для газодобывающих компаний, смежных отраслей-потребителей газа, региона и государства. Ключевым элементом методики является введение критерия затратноёмкости d_i , характеризующего долю стоимости сырьевого ресурса в полной себестоимости конечной продукции и позволяющего оценивать чувствительность отраслей-потребителей к ценовым колебаниям на газ, а также обосновывать приоритетные направления переработки газа и меры адресной государственной поддержки. Предложенный подход расширяет рамки оценки эффективности, выходя за пределы корпоративных инвестиционных показателей и включая более широкий социально-экономический эффект реализации стратегических решений.

6. Апробация разработанного инструментария выполнена на примере газодобывающего бизнеса юга полуострова Ямал, что подтвердило его прикладную состоятельность для задач корпоративного стратегического планирования на отдалённых территориях АЗРФ. В ходе апробации выделены инфраструктурные контуры развития, установлена возможность снижения капитальных вложений за счёт совместного использования инфраструктуры, а также обоснованы приоритетные и резервные стратегические направления развития для конкретного инфраструктурного контура. Полученные результаты показали, что для инфраструктурного контура №1 приоритетным направлением выступает газохимический вариант, ориентированный на производство метанола с использованием морской логистики, тогда как трубопроводный сценарий целесообразно рассматривать в качестве резервной альтернативы.

7. Проведённая оценка синергетических эффектов показала, что реализация выбранной стратегической альтернативы способна формировать эффекты не только на уровне отдельного проекта, но и на уровнях смежных отраслей-потребителей газа, региона и государства. Подтверждена практическая значимость разработанной методики оценки синергетических эффектов и доказана

целесообразность использования многоуровневого подхода при формировании стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях АЗРФ.

Практическая значимость диссертационного исследования состоит в возможности применения разработанного методического инструментария и цифрового инструмента поддержки принятия решений при обосновании стратегических направлений развития газодобывающего бизнеса, в том числе в среде импортозамещённой офисной инфраструктуры Astra Linux. Представленная архитектура цифрового инструмента обеспечивает автоматизацию процедур выделения инфраструктурных контуров, отбора и ранжирования стратегических альтернатив, а также визуализацию результатов для управленческого использования, что повышает воспроизводимость и прикладную реализуемость предложенного подхода.

Научная новизна исследования подтверждается разработкой концептуальной модели формирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях АЗРФ, предложением инфраструктурных контуров как объекта стратегического и инвестиционного выбора, созданием последовательной процедуры выбора стратегических альтернатив и рекомендацией методики оценки синергетических эффектов их реализации. Указанные результаты соответствуют паспорту научной специальности 5.2.3 «Региональная и отраслевая экономика» по пунктам 2.1, 2.2 и 2.16, поскольку охватывают теоретико-методологические основы промышленного развития, вопросы повышения эффективности хозяйственной деятельности и инструменты внутрифирменного стратегического планирования.

Таким образом, цель диссертационного исследования достигнута, поставленные задачи решены, а положения, выносимые на защиту, получили теоретическое обоснование и прикладное подтверждение.

Перспективы дальнейшей разработки темы связаны с:

1. Расширением апробации предложенного методического инструментария на иные инфраструктурные контуры АЗРФ, отличающиеся сочетанием ресурсной базы, инфраструктурной обеспеченности и транспортно-логистических условий.

2. Детализацией цифровой поддержки принятия стратегических решений, включая развитие архитектуры цифрового инструмента, предназначенного для отбора, ранжирования и визуализации стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса.

3. Совершенствованием организационной поддержки принятия стратегических решений при формировании стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдалённых территориях АЗРФ.

4. Развитием методических положений по оценке стратегических альтернатив и синергетических эффектов их реализации применительно к различным уровням хозяйственной системы: компании, смежным отраслям, региону и государству.

5. Расширением практического применения разработанного подхода в системе корпоративного стратегического планирования газодобывающих компаний, реализующих или планирующих реализацию проектов на отдалённых территориях АЗРФ.

Список использованных источников

1. Академик Макаров Алексей Александрович // Российская академия наук. - URL: <https://new.ras.ru/anniversary/akademik-makarov-aleksey-aleksandrovich/> (дата обращения: 16.01.2024).
2. Алексеев Г. В. Потепление климата Арктики: расхождения между глобальными моделями климата и наблюдениями и возможные причины // Гидрометеорология и экология. – 2023. – № 71. – С. 207–230. – DOI: 10.33933/2713-3001-2023-71-207-230. – URL: <https://notes.rshu.ru/wp-content/uploads/2023/07/maket-71-7-30.pdf> (дата обращения: 05.01.2026).
3. Аналитический портал ФНС России // Федеральная налоговая служба. – URL: <https://analytic.nalog.gov.ru/> (дата обращения: 23.03.2026).
4. Ансофф, И. Г. Стратегическое управление / научн. ред. Л. И. Евенко. – М. : Экономика, 1989. - 519 с. - ISBN 5-282-00652-9.
5. Ансофф, И. Новая корпоративная стратегия / И. Ансофф. – СПб. : Питер, 1999. – 414 с. – URL: https://moodle.kstu.ru/pluginfile.php/118037/mod_resource/content/1/AnsoffI.Novaya_korporativnaya_strategiya.pdf (дата обращения: 23.03.2026).
6. Арктик СПГ 2 : о проекте. – URL: <https://arcticspg.ru/proekt/> (дата обращения: 23.03.2026).
7. Бабкин, А. В. Кластер как субъект экономики: сущность, современное состояние, развитие / А. В. Бабкин, А. О. Новиков // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Экономические науки. - №1 (235). - 2016. - С. 9-29. - DOI: 10.5862/JE.235.1.
8. База данных показателей муниципальных образований // Федеральная служба государственной статистики. – URL: https://rosstat.gov.ru/free_doc/new_site/bd_munst/munst.htm (дата обращения: 23.03.2026).
9. Бакланов П.Я. Пространственные структуры и территориальные системы в региональном развитии. Избранное / П.Я. Бакланов; Тихоокеанский институт

- географии Дальневосточного отделения Российской академии наук. Владивосток, 2024. 464 с.
10. Баранов, С. В. Цифровизация регионов Арктической зоны России в общероссийском контексте / С. В. Баранов, Е. С. Хаценко, Т. П. Скуфьина // Уголь. – 2025. – № 10. – С. 73–80. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/tsifrovizatsiya-regionov-arkticheskoy-zony-rossii-v-obscherossiyskom-kontekste> (дата обращения: 05.01.2026).
 11. Беляев, Д.А. Методы и модели в стратегическом управлении: аналитические и количественные инструменты. // Менеджмент в России и за рубежом. – 2021. – Т. 19, № 3. – С. 55-61
 12. Бованенково – Ухта // Газпром : официальный сайт. – URL: <https://www.gazprom.ru/projects/bovanenkovo-ukhta/> (дата обращения: 23.03.2026).
 13. Бованенковское месторождение // Газпром : официальный сайт. – URL: <https://www.gazprom.ru/projects/bovanenkovskoye/> (дата обращения: 23.03.2026).
 14. Богатырев, А. В. Материальные ресурсы и их анализ в системе экономической безопасности предприятия / А. В. Богатырев, С. Л. Иваньковский, О. Ю. Бубнова [и др.] // Экономика: вчера, сегодня, завтра. – 2020. – Т. 10, № 8А. – С. 346–354. – DOI 10.34670/AR.2020.84.53.037. – EDN BSUAMT.
 15. Большая советская энциклопедия / глав. ред. А. М. Прохоров. - 3-е изд. - М. : Сов. энциклопедия, 1969.
 16. Бражник, М. В. Хронологический подход к классификации научных школ стратегического менеджмента / М. В. Бражник // Проблемы современной экономики. – 2010. – № 2(34). – С. 150–155.
 17. Бычкова, Н. П. Off-take контракт как возможность развития национальных проектов / Н. П. Бычкова, Е. В. Воропаева, П. А. Сорокина // Естественно-гуманитарные исследования. – 2023. – № 1(45). – С. 58-60. – EDN FTXWYT.
 18. «Ворота Арктики» – Новопортовское месторождение // Газпром нефть. - URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/special-projects/vorota-arktiki> (дата обращения: 09.05.2024).

19. Газотранспортная система России // Газпром : официальный сайт. – URL: <https://www.gazprom.ru/about/production/transportation/> (дата обращения: 23.03.2026).
20. «Газпрому» поручено приступить к предынвестиционной стадии проекта «Сила Сибири — 2» // Газпром : официальный сайт. – 26.03.2020. – URL: <https://www.gazprom.ru/press/news/2020/march/article502469/> (дата обращения: 23.03.2026).
21. Газпром нефть. Годовой отчет 2023. – СПб., 2024. – 214 с. – URL: <https://ir.gazprom-neft.ru/upload/iblock/3fd/1i43k1fckzjs0opy522l29uc8u97iezk/GPNAR2023.pdf> (дата обращения: 23.03.2026).
22. «Газпром нефть» запустила арктический подводный газопровод «Газ Ямала» через Обскую губу Карского моря // Газпром нефть. - URL: https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom_neft_zapustila_arkticheskiy_podvodnyy_gazoprovod_gaz_ya_mala_cherez_obsuyu_gubu_karskogo_mor (дата обращения: 09.05.2024).
23. Галиев, Ж. К. Развитие топливно-энергетического комплекса в соответствии с Энергетической стратегией России / Ж. К. Галиев, Н. В. Галиева // Горный информационно-аналитический бюллетень. - №6. - 2019. - С. 215-220. - DOI 10.25018/0236-1493-2019-06-0-215-220.
24. География деятельности // ООО «РусГазАльянс» : официальный сайт. – URL: <https://www.rusgasalliance.ru/about/o-kompanii/geografiya-deyatelnosti/> (дата обращения: 23.03.2026).
25. Глазьев С.Ю. Проблемы развития евразийской экономической интеграции: как их разрешить? // Евразийская интеграция: экономика, право, политика. – 2022. – Т. 3. – С. 11–23. – DOI: 10.22394/2073-2929-2022-03-11-23. – URL: http://ukros.ru/wp-content/uploads/2022/11/EAEU_2022-T.16-№3.pdf (дата обращения: 05.01.2026).
26. Глазьев С.Ю. Экономическая безопасность как синоним конкурентоспособности Евразийского союза // Евразийская интеграция:

- экономика, право, политика. – 2019. – № 4. – С. 10–12. – URL: https://spb.ranepa.ru/wp-content/uploads/2021/01/ei_26.pdf (дата обращения: 05.01.2026).
27. Горбунова О. А., Ананьева Ю. В. Разработка стратегической цели организации нефтегазового сектора // Актуальные научные исследования в современном мире. – 2020. – №. 7-3. – С. 61-67.
28. ГОСТ Р 55474–2013. Системы газораспределительные. Требования к сетям газораспределения. Часть 2. Стальные газопроводы [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Index/54/54607.htm> (дата обращения: 07.11.2025).
29. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2022 году. – М. : Минприроды России, 2023. – 640 с. – URL: <https://www.mnr.gov.ru/upload/iblock/c1a/atf845jlcl1puxfizwrj02e8nut3it5/o-o-2022.pdf> (дата обращения: 23.03.2026).
30. Грант, Р. М. Современный стратегический анализ / пер. с англ. под. ред. В. Н. Фунтова. - Изд. 5-е. - СПб : Питер, 2008. - 560 с. - ISBN 978-5-469-01303-7.
31. Дебердиева, Е. М. Диверсификация каналов поставок природного газа Арктической зоны России: методический подход к обоснованию альтернатив / Е. М. Дебердиева, А. Н. Шорохов // Московский экономический журнал. — 2025. — Т. 10, № 10. — С. 193–220.
32. Дебердиева, Е. М. Кластеризация инфраструктурных проектов — элемент системного моделирования стратегического развития газодобывающего бизнеса: теоретико-методологический подход / Е. М. Дебердиева, А. Н. Шорохов // Экономические науки. - 2025. - № 243. - С. 210-225. - DOI 10.14451/1.243.210. - EDN NLVTCY.
33. Дебердиева, Е. М. Методический подход к выбору стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях Арктической зоны Российской Федерации / Е. М. Дебердиева, А. Н. Шорохов // Экономика, предпринимательство и право. - 2025. - Т. 15, № 3. - С. 1893-1916. - DOI 10.18334/epp.15.3.122759. - EDN XKC UWK.

- 34.Дебердиева, Е. М. Методический подход к экономическому обоснованию выделения инфраструктурных контуров газодобывающего бизнеса в Арктической зоне Российской Федерации / Е. М. Дебердиева, А. Н. Шорохов // Общество: политика, экономика, право. – 2025. – № 10(147). – С. 232-243.
- 35.Дебердиева, Е. М. Оценка синергетического эффекта развития ресурсных отраслей / Е. М. Дебердиева, А. Н. Шорохов // Теория и практика общественного развития. – 2026. – № 2(214). – С. 96-107. – DOI 10.24158/tipor.2026.2.12. – EDN OAFMLQ.
- 36.Дебердиева, Е. М. Экономика инфраструктурных контуров: методический подход к оптимизации капитальных вложений в арктические газовые проекты / Е. М. Дебердиева, А. Н. Шорохов // Современные методы, технологии и практики управления: сборник научных трудов Национальной (Всероссийской) научно-практической конференции / под редакцией Н. С. Дзензелюк. — Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2026. — С. 124–131.
- 37.Дзюба, А. П. Управление спросом на энергоресурсы промышленных предприятий: теория и методология : Специальность 08.00.05 – Экономика и управление народным хозяйством (экономика, организация и управление предприятиями, отраслями, комплексами: промышленность) : Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора экономических наук / Дзюба Анатолий Петрович ; ФГАОУ ВО «Южно-Уральский государственный университет (НИУ)». - Челябинск, 2021. - 40 с.
- 38.До 2035 года РФ нарастит производство СПГ до более чем 100 млн тонн // Министерство транспорта Российской Федерации. – 30.09.2024. – URL: <https://mintrans.gov.ru/press-center/branch-news/5078> (дата обращения: 23.03.2026).
- 39.Дробот Е. В., Макаров И. Н., Колесников В. В., Морозова Н. С., Кадильникова Л. В. Теоретический базис формирования синергетических эффектов межотраслевых проектов государственно-частного партнерства инновационного развития производства // Вопросы инновационной экономики.

- 2021. – Т. 11, № 3. – URL: <https://1economic.ru/lib/113482> (дата обращения: 05.01.2026).
40. Друкер, П. Менеджмент / П. Ф. Друкер, Д. А. Макьярелло ; под. ред. А. В. Назаренко ; пер. с англ. А. Н. Свирид. – М.: ООО “И.Д. Вильямс”, 2010. – 704 с. – ISBN 978-5-8459-1570-2.
41. Друкер, П. Практика менеджмента / П. Друкер ; науч. ред. Н. Насикан ; пер. с англ. И. Веригина. – М. : Манн, Иванов и Фербер, 2015. – 299 с. – ISBN 978-5-00057-373-0.
42. Егорова, Л. А. Кластеризация экономики как перспективное направление ее развития [Электронный ресурс] / Л. А. Егорова // Научно-методический электронный журнал «Концепт». – 2014. – Спецвыпуск № 5. – ART 14545. – Режим доступа: URL: <https://e-koncept.ru/2014/S5.htm> (дата обращения: 30.03.2026)
43. Завьялов А.Г. Источники синергетического эффекта территориальных кластеров // Вестник Тверского государственного университета. Серия: Экономика и управление. – 2021. – № 2 (54). – С. 174–180. – DOI: 10.26456/2219-1453/2021.2.174–180. – URL: <https://eprints.tversu.ru/id/eprint/10636/1/Экономика%20и%20управление%20№2%20%28002%29-174-180.pdf> (дата обращения: 05.01.2026).
44. Закон РФ "О недрах" от 21.02.1992 N 2395-1 // КонсультантПлюс. - URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_343/ (дата обращения: 15.01.2024).
45. ЗапСибНефтехим // СИБУР Холдинг : официальный сайт. – URL: <https://www.sibur.ru/zapsibneftekhim/> (дата обращения: 23.03.2026).
46. Ипатов, А. В. Психология профессиональной деятельности в условиях Арктики и регионов Крайнего Севера : учебник / А. В. Ипатов. — Москва : Русайнс, 2024. — 240 с. — ISBN 978-5-466-06364-6.
47. История // Газпром добыча Ямбург : официальный сайт. – URL: <https://yamburg-dobycha.gazprom.ru/about/history/> (дата обращения: 23.03.2026).

48. Казанин, А. Г. Реализация государственной арктической политики : приоритеты и стратегии : диссертация ... доктора экономических наук : 5.2.3. Региональная и отраслевая экономика / Казанин Алексей Геннадьевич ; Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Московский государственный институт международных отношений (университет) Министерства иностранных дел Российской Федерации». — Москва, 2022. — 432 с.
49. Казанцева Е. Г. Экономическая безопасность государства как стратегический приоритет в условиях глобальной трансформации // Экономическая безопасность. — 2022. — Т. 5, № 3. — URL: <https://1economic.ru/lib/114819> (дата обращения: 05.01.2026).
50. Калинин, Е. А. Перспективы газохимии в текущих условиях турбулентности / Е. А. Калинин // Деловой журнал Neftegaz.RU. — 2022. — № 4(124). — С. 90-95. — EDN LZSHMS.
51. Каминский, А. В. Развитие глубокой переработки газа в мировой экономике / А. В. Каминский // Российский внешнеэкономический вестник. — 2013. — № 9. — С. 106-113. — EDN RCPMRV.
52. Каримов, К. Х. Стратегическое планирование на основе системной экономической парадигмы // Iqtisodiyot va innovatsion texnologiyalar. - №5. - 2019. - С. 28-33.
53. Карпов, В.А. Теория игр и нечёткие множества в принятии решений. // Экономика и математика. — 2020. — Т. 30, № 6. — С. 88-94.
54. Категории потребителей газа // Газпром. Устойчивое развитие. — URL: <https://sustainability.gazpromreport.ru/2022/about-gazprom/categories-of-consumers/> (дата обращения: 23.03.2026).
55. Козеняшева, М. М. Развитие мирового рынка нефтегазохимии в современных экономических условиях / М. М. Козеняшева, А. В. Пьянов // Экономические науки. - №4 (221). - 2023. - С. 467-476. - DOI: 10.14451/1.221.467.

56. Козлов, А. М. Гаприн: новые возможности переработки природного газа / А. М. Козлов, А. А. Голиблевская, Е. А. Зайцева, И. А. Петрова // *Neftegaz.RU*. - 10(23). - 2023. - С. 114-117.
57. Кокшаров, В. А. Управление спросом на энергоресурсы промышленных предприятий: теория и методология / В. А. Кокшаров, И. А. Киршина // *Вестник Белгородского университета кооперации, экономики и права*. - №3. - 2021. - С. 92-103. - DOI 10.21295/2223-5639-2021-3-92-103.
58. Кот, А. Д. Формирование экономической и структурной политики в газовом секторе экономики России : Специальность 08.00.05. Экономика и управление народным хозяйством (экономика, организация и управление предприятиями, отраслями, комплексами - промышленность) : Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора экономических наук / Кот Анатолий Дмитриевич ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. - Тюмень, 2005. - 42 с.
59. Кузьмина, Н. Л. Развитие локальных продовольственных рынков промышленно-аграрного региона в условиях межмуниципальной социальной-экономической дифференциации : Специальность 08.00.05 – Экономика и управление народным хозяйством (региональная экономика) : Диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук / Кузьмина Наталья Леонидовна ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. - Тюмень, 2017. - 219 с.
60. Куликов, Д. Л. Становление и развитие методов оценки эффективности инновационных проектов / Д. Л. Куликов, А. А. Кучеров // *Современные проблемы науки и образования*. – 2015. – № 1-1. – С. 791. – EDN VIELXH.
61. Кушнарченко, Т. В. Реализация стратегии несырьевого развития многоукладной экономики агропромышленного сектора региона / Т. В. Кушнарченко // *Таврический научный обозреватель*. – 2015. – № 3-2. – С. 136-143.
62. Липина С.А., Череповицын А.Е., Бочарова Л.К. Предпосылки формирования минерально-сырьевых центров в опорных зонах развития в Арктической зоне

- Российской Федерации // Арктика и Север. 2018. № 33. С. 29–39. DOI: 10.17238/issn2221-2698.2018.33.29
- 63.Макаров А. В. Диверсификация как инструмент развития современного предприятия / А. В. Макаров, А. Р. Гарифуллин // Известия УрГЭУ. – 2010. – Вып. 1. – С. 27-36
- 64.Маршалл А. Принципы экономической науки. Т. 3. М.: Прогресс, 1993. 351 с.
- 65.Мельников, П. Н. ГРП в Арктике: ресурсный потенциал и перспективные направления / П. Н. Мельников, М. Б. Скворцов, М. Н. Кравченко, И. Г. Агаджанянц, О. В. Грушевская, И. В. Уварова // Neftegaz.RU. - 1(97). - 2020. - С. 22-31.
- 66.Меры поддержки // Агентство инвестиционного развития и поддержки предпринимательства Ямало-Ненецкого автономного округа «Мой Бизнес». - URL: <https://invest.yanao.ru/investors/mery-podderzhki/nalogovye-lgoty/> (дата обращения: 15.01.2024).
- 67.Министерство энергетики Российской Федерации. Газовая отрасль. URL: <https://www.minenergo.gov.ru/industries/gas> (дата обращения: 05.01.2026).
- 68.Минцберг, Г. Школы стратегий : Стратег. сафари: экскурсия по дебрям стратегий менеджмента / Г. Минцберг, Б. Альстрэнд, Дж. Лэмпел ; под общ. ред. Ю. Каптуревский ; пер. с англ. Д. Раевская, Л. Царук. - СПб : Питер, 2000. - 330 с. - ISBN 5-272-00210-5.
- 69.Мочалов Р.А. Ключевые проблемы и особенности освоения месторождений углеводородов на шельфе арктических и дальневосточных морей // IX Междунар. науч. конгресс и выставка "Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2013". Экономическое развитие Сибири и Дальнего Востока. Экономика природопользования, землеустройство, лесоустройство, управление недвижимостью : сб. материалов Междунар. науч. конф. в 4-х т. / отв. за вып. В.И. Суслов и др.. - Новосибирск : Сиб. гос. геодезич. акад. (ФГБОУ ВПО "СГГА"), 2013. - С. 148-154.
- 70.Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая)" от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 25.12.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2024) НК РФ Статья

164. Налоговые ставки // КонсультантПлюс. - URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/35cc6698564adc4507baa31c9cfdbb4f2516d068/ (дата обращения: 15.01.2024).
71. "Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая)" от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 25.12.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2024) НК РФ Статья 342. Налоговая ставка // КонсультантПлюс. - URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/b0945496f341b2d7e1f79e0bc9dd4e4522a466b1/ (дата обращения: 15.01.2024).
72. Николай Константинович Байбаков // ПАО «Газпром». - URL: <https://www.gazprom.ru/about/history/people/baybakov/> (дата обращения: 16.01.2024).
73. Никулина, Н. Л., Аверина, Л. М. Роль региональной транспортно-логистической инфраструктуры в формировании единого экономического пространства // Мир транспорта. 2021. Т. 19, № 3(94). С. 34–44. DOI: 10.30932/1992-3252-2021-19-3-4.
74. Новый центр газодобычи на полуострове Ямал // ПАО «Газпром». - URL: <https://www.gazprom.ru/projects/yamal/> (дата обращения: 15.01.2024).
75. Окурокова, О. Ю. Синергетический эффект промышленных кластеров в региональной государственной экономической политике (на примере областей ЦФО) // Московский экономический журнал. – 2021. – № 11. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sinergeticheskiy-effekt-promyshlennyh-klasterov-v-regionalnoy-gosudarstvennoy-ekonomicheskoy-politike-na-primere-oblastey-tsfo> (дата обращения: 05.01.2026).
76. Осиновская, И. В. Повышение эффективности управления освоением месторождений Арктического шельфа: монография / И. В. Осиновская, В. В. Пленкина, И. В. Андропова. – Тюмень: ТИУ, 2023. – 161 с. – ISBN 978-5-9961-3177-8.
77. О компании // Газпром СПГ технологии : официальный сайт. – URL: <https://www.gspgt.ru/about/> (дата обращения: 23.03.2026).

78. О проекте // НЗМУ : официальный сайт. – URL: <https://nzmu.ru/project/> (дата обращения: 23.03.2026).
79. О реализации плана деятельности Министерства энергетики Российской Федерации на 2019–2024 годы : доклад. – М. : Минэнерго России, 2022. – 82 с. – URL: <https://minenergo.gov.ru/upload/iblock/59f/Doklad-o-realizatsii-plana-deyatelnosti-Minenergo-Rossii-za-2022-god.pdf> (дата обращения: 23.03.2026).
80. ПАО «Газпром». Годовой отчет за 2023 год. СПб., 2024. 400 с. URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/29/426570/application-1-2024.pdf> (дата обращения: 29.10.2025).
81. ПАО «НК «Роснефть». Годовой отчет за 2023 год. URL: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2023.pdf (дата обращения: 20.03.2026).
82. ПАО «Новатэк». Годовой отчет за 2022 год. М., 2023. 236 с. URL: <https://www.novatek.ru/ru/investors/disclosure/annualreports/> (дата обращения: 29.10.2025).
83. ПАО «НОВАТЭК» Бизнес: Проект «Ямал СПГ» // ПАО НОВАТЭК. - URL: https://www.novatek.ru/ru/business/yamal-lng/yamal_infrastructure/ (дата обращения: 15.01.2024).
84. ПАО «НОВАТЭК» Бизнес: Проект «Арктик СПГ 2» // ПАО НОВАТЭК. - URL: <https://www.novatek.ru/ru/business/arctic-lng/> (дата обращения: 15.01.2024).
85. Пленкина, В. В. Научно-методические основы прогнозирования топливно-энергетического баланса : монография / В. В. Пленкина, И. В. Осиневская. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 156 с.: ил., Таблица – (University). – ISBN 978-5-9961-1578-5.
86. Пленкина, В. В. Обоснование комплексного подхода к управлению освоением месторождений Арктического шельфа / В. В. Пленкина, И. В. Осиневская, А. А.-Х. Мамаева // Общество: политика, экономика, право. – 2021. – № 5 (94). – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obosnovanie-kompleksnogo-podhoda-k-upravleniyu-osvoeniy-mestorozhdeniy-arkticheskogo-shelfa> (дата обращения: 05.04.2026).

87. Письмо Департамента налоговой политики Минфина России от 10 декабря 2021 г. N 03-07-11/100682 О применении НДС в отношении ледокольной проводки судов // Информационно-правовой портал ГАРАНТ.РУ. - URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/403202444/> (дата обращения: 15.01.2024).
88. Полуостров Ямал // Ямал СПГ : официальный сайт. – URL: <http://yamallng.ru/project/about/> (дата обращения: 23.03.2026).
89. Правительство ввело гибкие экспортные пошлины с привязкой к курсу рубля для защиты внутреннего рынка // Правительство России. - URL: <http://government.ru/docs/49567/> (дата обращения: 15.01.2024).
90. Приказ Федеральной антимонопольной службы от 18.10.2023 № 747/23 // Официальный интернет-портал правовой информации. - URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202312080024> (дата обращения: 02.05.2024).
91. Природопользование и экология // Каталог интерактивных карт. - URL: https://karta.yanao.ru/eks/open_nedropolzovaniye (дата обращения: 02.08.2024).
92. Проект «Новый Порт» // Газпромнефть-Развитие. - URL: <https://dvp.gazprom-neft.ru/> (дата обращения: 15.01.2024).
93. Распоряжение Правительства РФ от 8 сентября 2022 г. № 2567-р // ГАРАНТ.РУ. - URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405172287/> (дата обращения: 04.05.2024).
94. Региональная экономика. Федеральные округа России : учебник / Е. Л. Плисецкий, Е. Е. Плисецкий, В. Г. Глушкова [и др.] ; под общ. ред. Е. Л. Плисецкого, Е. Е. Плисецкого. — Москва : КноРус, 2023. — 327 с. — ISBN 978-5-406-10602-0.
95. Румельт, Р. Хорошая стратегия, плохая стратегия: В чём отличие и почему это важно / пер. с англ. О. Медведь. - М. : Манн, Иванов и Фербер, 2014. - 448 с. - ISBN 978-5-91657-906-2.
96. Сасаев, Н. И. Формирование методологии отраслевого стратегирования промышленности России : на материалах приоритетных отраслей :

диссертация ... доктора экономических наук : 5.2.3. Региональная и отраслевая экономика / Сасаев Никита Игоревич ; Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова». — Москва, 2024. — 344 с.

- 97.«Сахалин-2» // ПАО «Газпром». - URL: <https://www.gazprom.ru/projects/sakhalin2/> (дата обращения: 03.05.2024).
- 98.Северный поток // Газпром : официальный сайт. – URL: <https://www.gazprom.ru/projects/nord-stream/> (дата обращения: 23.03.2026).
- 99.Северный широтный ход // Уральский федеральный округ : официальный сайт. – URL: <http://uralfo.gov.ru/projects/sshh/> (дата обращения: 23.03.2026).
100. Семикашев, В. В. Возможности и ограничения развития российской газовой отрасли в условиях санкций на перспективу до 2030 г. / В. В. Семикашев, М. А. Гайворонская // Экономическая политика. - 2023. - № 9(188). - URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vozmozhnosti-i-ogranicheniya-razvitiya-rossiyskoy-gazovoy-otrasli-v-usloviyah-sanktsiy-na-perspektivu-do-2030-g> (дата обращения: 07.05.2024).
101. СИБУР. Годовой отчет 2024. – URL: <https://www.sibur.ru/upload/iblock/7e3/lyy3m51ceidmi6hctlf4pcie1d2lzyep.pdf> (дата обращения: 23.03.2026).
102. Сила Сибири // Газпром : официальный сайт. – URL: <https://www.gazprom.ru/projects/power-of-siberia/> (дата обращения: 23.03.2026).
103. Советин Ф.С., Гартман Т. Н., Панкрушина А.В., Асеев К. М., Павлов А. С. Обзор промышленных технологий получения метанола из природного газа // Успехи в химии и химической технологии. 2021. №8 (243). – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obzor-promyshlennyh-tehnologiy-polucheniya-metanola-iz-prirodnogo-gaza> (дата обращения: 09.02.2026).
104. Совещание по вопросам развития Арктической зоны // Президент России. - URL: <http://www.kremlin.ru/events/president/news/68188> (дата обращения: 15.01.2024).

105. Соловьев, И.П. Методы анализа чувствительности и их применение в стратегическом менеджменте. // Журнал стратегического управления. – 2019. – Т. 22, № 4. – С. 45-50.
106. СП 62.13330.2011. Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. – Введ. 20.05.2011. – М., 2011. – 109 с.
107. Стратегия социально-экономического развития Ямало-Ненецкого автономного округа до 2035 года / Департамент экономики Ямало-Ненецкого автономного округа // Департамент экономики Ямало-Ненецкого автономного округа. - URL: <https://de.yanao.ru/documents/active/114985/> (дата обращения: 15.01.2024).
108. С. Сагайкина. Рынок газа в России ищет внутренние силы - Энергетическая политика // Общественно-деловой научный журнал Энергетическая политика. - URL: <https://energypolicy.ru/rynok-gaza-v-rossii-ishhet-vnutrennie-sily/gaz/2022/18/25/> (дата обращения: 01.05.2024).
109. Таможенная статистика внешней торговли Российской Федерации // Федеральная таможенная служба. – URL: <https://customs.gov.ru/statistic> (дата обращения: 23.03.2026).
110. Татаркин, А. И. Промышленная политика: теоретические основы, практика реализации / А. И. Татаркин, О. А. Романова // Региональная экономика: теория и практика. – 2012. – № 6(237). – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/promyshlennaya-politika-teoreticheskie-osnovy-praktika-realizatsii> (дата обращения: 05.01.2026).
111. Тысячникова, Н. А. Стратегическое планирование в коммерческих банках : концепция, организация, методология : научное издание / Н. А. Тысячникова, Ю. Н. Юденков. — Москва : КноРус ; Центр исследований платежных систем и расчетов, 2013. — 308 с. : ил., Таблица — (Библиотека Центра исследований платежных систем и расчетов). — ISBN 978-5-406-02835-3
112. Томпсон, А. А. Стратегический менеджмент: Искусство разработки и реализации стратегии / А.А. Томпсон, А. Дж. Стриклендпер. с англ. под ред. Л.

- Г. Зайцева, М. И. Соколова. – М. : "Банки и Биржи" Издательское объединение "ЮНИТИ", 1998. - 576 с. - ISBN 5-85173-059-5.
113. Тонышева, Л. Л. Инвестиционное развитие муниципальных образований региона с учетом их типологии: концептуально-методический аспект / Л. Л. Тонышева, Н. Л. Кузнецова, Е. В. Аверина // Экономика, предпринимательство и право. – 2022. – Т. 12, № 7. – С. 2063-2078. – DOI 10.18334/erpp.12.7.114926.
114. Тонышева, Л. Л. Системная модель конструирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях / Л. Л. Тонышева, А. Н. Шорохов // Теория и практика общественного развития. — 2024. — № 1(189). — С. 87–94. — DOI 10.24158/tipor.2024.1.10. — EDN MGIIJKG.
115. Тонышева, Л. Л. Устойчивое развитие отечественной возобновляемой энергетики: стратегические цели и механизм поддержки / Л. Л. Тонышева, Г. С. Мизинков // Общество: политика, экономика, право. – 2023. – № 5(118). – С. 92-100. – DOI 10.24158/per.2023.5.13.
116. Транспортировка Единая система газоснабжения России // ПАО "Газпром". - URL: <https://www.gazprom.ru/about/production/transportation/> (дата обращения: 15.01.2024).
117. Троицкая, Е. В. Пути получения кормового белка методами биотехнологии / Е. В. Троицкая, И. В. Артамонов // АгроЗооТехника. – 2021. – Т. 4, № 1. – С. 3. – DOI 10.15838/alt.2021.4.1.3. – EDN ZTKHUT.
118. ТЭК России. 2015. № 1 [Электронный ресурс]. Режим доступа: URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2015/1/12/ (дата обращения: 19.09.2023).
119. Указ Президента Российской Федерации от 26.10.2020 № 645 «О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года». URL: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/45972> (дата обращения: 15.01.2024).
120. Указ Президента РФ от 21 января 2020 г. № 20 “Об утверждении Доктрины продовольственной безопасности Российской Федерации” // ГАРАНТ.РУ. - URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/73338425/> (дата обращения: 04.05.2024).

121. Ульченко М. В. Российский арктический газовый комплекс: основные проблемы и перспективы развития. Апатиты: Изд-во ФИЦ КНЦ РАН, 2023. 103 с. ISBN 978-5-91137-482-2. — URL: https://rio.ksc.ru/data/documents/Ульченко_2023.pdf (дата обращения: 05.01.2026).
122. Фадеев, А. М. Стратегическое управление нефтегазовым комплексом в Арктике: монография / А. М. Фадеев, А. Е. Череповицын, Ф. Д. Ларичкин. — Апатиты: КНЦ РАН. — 2019. — 289 с. - ISBN 978-5-91137-407-5 – URL: https://rio.ksc.ru/data/documents/34_fadeev_19.pdf (дата обращения: 29.10.2025).
123. Федеральная служба государственной статистики. Динамика промышленного производства в 2023 году. URL: <https://rosstat.gov.ru/folder/313/document/231621> (дата обращения: 23.03.2026).
124. Федеральный закон от 13.07.2020 г. № 193-ФЗ О государственной поддержке предпринимательской деятельности в Арктической зоне Российской Федерации // Президент России. - URL: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/45677> (дата обращения: 15.01.2024).
125. Филимонова, И. В. Мировой рынок СПГ Структурные особенности и прогноз развития / И. В. Филимонова, И. В. Проворная, В. Ю. Немов, А. А. Карташевич // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – № 2(134). – С. 50-61. – EDN ORIYSE.
126. Фирсова, А. А. Актуальность и перспективы производства и использования биопротеина из попутного нефтяного газа : Материалы XVIII Международной научно-практической конференции молодых ученых, студентов и магистрантов, посвященной памяти выдающегося экономиста В.Д. Новодворского, г. Барнаул, 14 декабря 2023 г. / под общ. ред. М.М. Богдановой, П.А. Косёнковой. - М.: Издательство "Перо", 2024. - С. 37-40. - ISBN 978-5-00244-114-3.
127. Фролова, С. В. Формирование и организация функционирования технологических консорциумов в нефтяном машиностроении : диссертация ... кандидата экономических наук : 5.2.3. Региональная и отраслевая экономика (экономика промышленности) / Фролова Светлана Владимировна ; Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет». — Тюмень, 2025. — 203 с.

128. Широ́в А.А., Янто́вский А.А. Оценка мультипликативных эффектов в экономике. Возможности и ограничения // ЭКО. – 2011. – № 2. – С. 22–39. – URL: <https://ecfor.ru/wp-content/uploads/pub/shirov02.pdf> (дата обращения: 05.01.2026).
129. Шорохов, А. Н. Алгоритм выбора приоритетных отраслей для государственной поддержки на основе оценки синергетических эффектов и критерия затратноёмкости ресурса (di) / А. Н. Шорохов, Е. М. Дебердиева // Финансово-экономические исследования: актуальные вопросы теории и практики: тез. докл. и выступлений II Всерос. (с междунар. участием) науч.-практ. конф. мол. учёных, 18–19 марта 2026 г., Донецк. – Донецк : ДонГУ, 2026. – С. 120–122.
130. Шорохов, А. Н. Диверсификация каналов поставок природного газа на полуострове / А. Н. Шорохов // Журнал правовых и экономических исследований. — 2023. — № 4. — С. 314–320. — DOI 10.26163/GIEF.2023.68.23.045. — EDN YANMWY.
131. Шорохов, А. Н. Диверсификация каналов поставок природного газа как потенциал развития Арктической зоны Российской Федерации / А. Н. Шорохов // Молодежная экономическая наука : сборник научных трудов Международной научно-практической конференции, посвященной 70-летию экономической науки и образования в УГНТУ. Уфа, 26–27 сентября 2024 года. — Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2024. — С. 98–103.
132. Шорохов, А. Н. Инфраструктурная кластеризация газодобывающего бизнеса в АЗРФ как инструмент управления капиталоемкостью / А. Н. Шорохов // Актуальные вопросы устойчивого развития регионов, отраслей, предприятий : материалы Международной научно-практической конференции. В 2-х т. Тюмень, 13 декабря 2024 года. — Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2025. — С. 427–432.
133. Шорохов, А. Н. Методический подход к диверсификации каналов поставок природного газа Арктической зоны России: результаты апробации на примере юга Ямала / А. Н. Шорохов // Социально-экономические, организационные, политические и правовые аспекты обеспечения эффективности

- государственного и муниципального управления : материалы VIII Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых (15 ноября 2025 г.) ; Алтайский филиал РАНХиГС. — Барнаул, 2025. — С. 130–132.
134. Шорохов, А. Н. Методический подход к оценке синергетических эффектов развития ресурсных отраслей / А. Н. Шорохов // Материалы 53-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 70-летию Института нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском (27–28 марта 2026 г.). – Уфа : УГНТУ, 2026. – С. 957–960.
135. Шорохов, А. Н. Методический подход к формированию корпоративных стратегий диверсификации поставок газа / А. Н. Шорохов // Современные проблемы отраслевой экономики и управления : материалы XXI национальной научно-практической конференции обучающихся в магистратуре и аспирантуре, 14 ноября 2025 г. — Калининград : Изд-во ФГБОУ ВО «КГТУ», 2025. — С. 110–115.
136. Шорохов, А. Н. Перспективные рынки сбыта природного газа Арктической зоны Российской Федерации / А. Н. Шорохов, Е. М. Дебердиева // Нефть и газ: технологии и инновации: материалы Международной научно-практической конференции. Тюмень, 26–28 ноября 2024 года. — Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2024. — С. 296–302.
137. Шорохов, А. Н. Принципы и ключевые предпосылки развития газодобывающего бизнеса в контексте формирования его профилей / А. Н. Шорохов // Новые технологии — нефтегазовому региону : материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. В 2-х т. Тюмень, 21–24 мая 2024 года. — Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2024. — С. 63–66.
138. Шорохов, А. Н. Состояние ресурсной базы и предпосылки развития газодобывающего бизнеса в Арктической зоне Российской Федерации / А. Н. Шорохов // Экономические науки. — 2024. — № 231. — С. 361–369. — DOI 10.14451/1.231.361. — EDN FVDGZG.

139. Шорохов, А. Н. Ресурсная база полуострова Ямал: оценка и стратегические ориентиры ее развития / А. Н. Шорохов // Научная территория: технологии и инновации : Материалы Международной научно-практической конференции, Тюмень, 21–24 ноября 2023 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2023. – С. 237-239.
140. Шорохов, А. Н. Теория и практика процессов стратегического планирования в контексте развития газовой отрасли на арктических территориях РФ / А. Н. Шорохов // Russian Economic Bulletin. – 2024. – Т. 7, № 3. – С. 304-323. – DOI 10.58224/2658-5286-2024-7-3-304-323. – EDN KOGGRNM.
141. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года : утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 12 апреля 2025 г. № 908-р // Правительство России. – URL: <http://static.government.ru/media/files/LWYfSENa10uBrrBoyLQqAAOj5eJYlA60.pdf> (дата обращения: 23.03.2026).
142. Экономическая безопасность России: методы оценки и управления : сб. науч. тр. по рез-там III Межд. науч.-практ. конф. «Сенчаговские чтения» (Москва, 9–10 апр. 2019 г.) / Рос. акад. наук, Ин-т экономики РАН ; науч. ред.: И. В. Караваева [и др.]. – Москва : ИЭ РАН, 2019. – 271 с. – ISBN 978-5-9940-0651-1. – URL: https://inecon.org/docs/2019/Senchagov_book_2019.pdf (дата обращения: 05.01.2026).
143. Ямал – Европа // Газпром : официальный сайт. – URL: <https://www.gazprom.ru/projects/yamal-europe/> (дата обращения: 23.03.2026).
144. Adoption of the Paris Agreement - Paris Agreement text English // UNFCCC URL: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf (дата обращения: 16.01.2024).
145. Aguilar, F. J. Scanning the Business Environment / F. J. Aguilar. – New York : Macmillan, 1967. – xiii, 239 p.
146. Andrews, K. R. The Concept of Corporate Strategy. - New York : Dow Jones-Irwin, 1971. - 245 с. - ISBN 0870940120, 9780870940125.

147. Annual Reports archive / Shell Global. – URL: <https://www.shell.com/investors/results-and-reporting/annual-report-archive.html> (дата обращения: 23.03.2026).
148. Ansoff, I. H. Corporate Strategy. - New York : Penguin Book, 2015. - 284 с.
149. Ansoff, I. H. Corporate Strategy: An Analytic Approach to Business Policy for Growth and Expansion. - New York : McGraw-Hill, 1965. - 241 с.
150. Ansoff, I. H. Implanting Strategic Management. – New Jersey : Prentice/Hall International, 1984. - 510 с. - ISBN 013451808X, 9780134518084.
151. Ansoff, I. H. Strategic Management. - New York : Springer, 2007. - 251 с. - ISBN 0230590608, 9780230590601.
152. Ansoff, I. H. Strategies for Diversification / H. I. Ansoff // Harvard Business Review. – 1957. – Vol. 35, no. 5. – P. 113–124.
153. Bain, J. S. Barriers to New Competition: Their Character and Consequences in Manufacturing Industries. - Cambridge : Harvard University Press, 1965. - 329 с. - ISBN 0598377557, 9780598377555.
154. Barney, J. Firm Resources and Sustained Competitive Advantage / J. Barney // Journal of Management. – 1991. – Vol. 17, no. 1. – P. 99–120. – DOI: 10.1177/014920639101700108.
155. Chandler, A. D. Strategy and structure: chapters in the history of the industrial enterprise. - Cambridge : Cambridge: M.I.T. Press, 1969. - 463 с. - ISBN 0262530090, 9780262530095.
156. Chatterjee, S. The Link Between Resources and Type of Diversification: Theory and Evidence / S. Chatterjee, B. Wernerfelt // Strategic Management Journal. – 1991. – Vol. 12, no. 1. – P. 33–48. – DOI: 10.1002/smj.4250120104.
157. Drucker, P. F. Concept of the Corporation. - New York : Transaction Publishers, 2009. - 329 с. - ISBN 1412814073, 9781412814072.
158. Drucker, P. F. Innovation and Entrepreneurship / P. F. Drucker. – 1st ed. – New York : Routledge, 2015. – 368 p.

159. Drucker, P. F. The Effective Executive: The Definitive Guide to Getting the Right Things Done / P. F. Drucker, J. A. Maciariello. - New York : Harper Collins, 2009. - 208 с. - ISBN 0061983748, 9780061983740.
160. Economides, M. J. The Color of Oil: The History, the Money and the Politics of the World's Biggest Business / M. J. Economides, R. E. Oligney. - Katy : Round Oak Publishing Company, 2000. - 203 с. - ISBN 0967724805, 9780967724805.
161. Energy Institute. Statistical Review of World Energy 2024. URL: https://www.energyinst.org/_data/assets/pdf_file/0006/1542714/684_EI_Stat_Review_V16_DIGITAL.pdf (дата обращения: 23.03.2026).
162. European Commission. REPowerEU. URL: https://commission.europa.eu/topics/energy/repowereu_en (дата обращения: 23.03.2026).
163. Fan, Y. Real Options in Energy Investment / Y. Fan, X. Zhang, L. Wang // Applied Energy. – 2021. – Vol. 301. – Art. 117463. – DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117463.
164. Gas Exporting Countries Forum. Global Gas Outlook 2050 Synopsis. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/pages/gecf-global-gas-outlook-2050/gecf-gas-outlook-2022.pdf (дата обращения: 15.01.2024).
165. Gereffi, G. The governance of global value chains / G. Gereffi, J. Humphrey, T. Sturgeon // Review of International Political Economy. – 2005. – Vol. 12, no. 1. – P. 78–104. – DOI 10.1080/09692290500049805
166. Gluck, F. W. The Four Phases of Strategic Management / F. W. Gluck, S. P. Kaufman, A. S. Walleck // The Journal of Business Strategy. – 1982. – Vol. 2, No. 3. – P. 9–21
167. Goldthau, A. S. The uniqueness of the energy security, justice, and governance problem / A. S. Goldthau, K. Benjamin // Energy Policy. – 2012. – Vol. 41C. – P. 232–240. – DOI: 10.1016/j.enpol.2011.10.042.
168. Grant, R. M. Contemporary Strategy Analysis. - New Jersey : John Wiley & Sons, 2021. - 544 с. - ISBN 1119815231, 9781119815235.
169. Grant, R. M. Contemporary Strategy Analysis and Cases: Text and Cases. - New Jersey : John Wiley & Sons, 2010. - 944 с. - ISBN 0470747099, 9780470747094.

170. Grant, R. M. The resource-based theory of competitive advantage: implications for strategy formulation / R. M. Grant // California Management Review. – 1999. – Vol. 33, no. 3. – P. 3–23. – DOI: 10.1016/B978-0-7506-7088-3.50004-8.
171. Grant, R. M. Toward a Knowledge-Based Theory of the Firm / R. M. Grant // Strategic Management Journal. – 1996. – Vol. 17, no. S2. – P. 109–122. – DOI: 10.1002/smj.4250171110.
172. Guide to the Project Management Body of Knowledge (PMBOK® Guide). - Sixth Edition. - Newtown Square : Project Management Institute, 2017. - 760 с. - ISBN 1628253908, 9781628253900.
173. Gustafson, T. Crisis amid plenty : the politics of Soviet energy under Brezhnev and Gorbachev. - New Jersey : Princeton University Press, 1989. - 362 с. - ISBN 0-691-07835-1.
174. Hamel, G. Competing for the Future / G. Hamel, C. K. Prahalad. - Boston : Harvard Business Press, 1996. - 384 с. - ISBN 1422131807, 9781422131800.
175. Henderson, J. The Strategic Challenges of Gazprom's Global Expansion / J. Henderson. – Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2020. – 15 p. – URL: <https://www.oxfordenergy.org> (дата обращения: 23.03.2026).
176. IEA – International Energy Agency. - URL: <https://www.iea.org/> (дата обращения: 16.01.2024).
177. International Energy Agency. Global Gas Security Review 2023. – Paris: IEA, 2023. – URL: <https://www.iea.org/reports/global-gas-security-review-2023> (дата обращения: 23.03.2026).
178. International Energy Agency. The Future of Petrochemicals. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-petrochemicals> (дата обращения: 04.05.2024).
179. International Energy Forum. Comparative Analysis of Monthly Reports on the Oil Market, April 2024. – 2024. – URL: <https://www.ief.org/resources/files/news/comparative-analysis-of-monthly-reports-on-the-oil-market/april-2024/ief-comparative-analysis-04-2024.pdf> (дата обращения: 23.03.2026).

180. Jaffe, A. M. The Geopolitics of Natural Gas / A. M. Jaffe, J. Elsass, K. Miller // Baker Institute. - URL: <https://www.bakerinstitute.org/sites/default/files/2013-10/import/CES-pub-GeoGasGCC-102513-5.pdf> (дата обращения: 16.01.2024).
181. Kaplan, R. S. The Balanced Scorecard: Measures That Drive Performance / R. S. Kaplan, D. P. Norton // Harvard Business Review. – 1992. – January–February. – P. 71–79.
182. Kaplan, R. S. The Execution Premium: Linking Strategy to Operations for Competitive Advantage / R. S. Kaplan, D. P. Norton. - Cambridge : Harvard Business Press, 2008. - 336 c. - ISBN 1422163636, 9781422163634.
183. Kim, W. Chan. Blue Ocean Strategy: How to Create Uncontested Market Space and Make the Competition Irrelevant / W. Chan Kim, R. Mauborgne. – Boston: Harvard Business School Press, 2005. – xv, 240 p. – ISBN 9781591396192.
184. Kumar, S. LNG Project Sustainability: A SWOT Approach / S. Kumar, R. Singh, V. Gupta // Energy Policy. – 2020. – Vol. 145. – Art. 111702. – DOI: 10.1016/j.enpol.2020.111702.
185. Krugman, P. Increasing Returns and Economic Geography // Journal of Political Economy. – 1991. – Vol. 99, no. 3. – P. 483–499. – DOI: 10.1086/261763
186. Lee, S. Fuzzy-SWOT for Strategic Planning / S. Lee, P. Walsh // Expert Systems with Applications. – 2021. – Vol. 168. – Art. 114301. – DOI: 10.1016/j.eswa.2020.114301.
187. Markowitz, H. Portfolio Selection // The Journal of Finance. - 7(1). - 1952. - C. 77-91.
188. Mintzberg, H. The Rise and Fall of Strategic Planning. - Glasgow : Pearson Education, 2000. - 458 c. - ISBN 0273650378, 9780273650379.
189. Mokhatab, S. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing / S. Mokhatab, W. A. Poe. - Oxford : Gulf Professional Publishing, 2012. - 828 c. - ISBN 0123869757, 9780123869753.
190. Nelson, R. R. An Evolutionary Theory of Economic Change / R. R. Nelson, S. G. Winter. - Cambridge : Harvard University Press, 1985. - 454 c. - ISBN 0674256565, 9780674256569.

191. Nguyen, T. MCDA in Gas Field Selection / T. Nguyen, Q. Tran, H. Le // *Resources Policy*. – 2022. – Vol. 75. – Art. 102491. – DOI: 10.1016/j.resourpol.2021.102491.
192. Odell, P. R. *Oil and Gas: Global issues*. - London : multi-science publishing, 2001. - 493 c. - ISBN 0906522137, 9780906522134.
193. Porter, M. E. *Competitive Advantage: Creating and Sustaining Superior Performance*. - New York : Simon and Schuster, 2008. - 592 c. - ISBN 1416595848, 9781416595847.
194. Porter, M. E. *Competitive Strategy: Techniques for Analyzing Industries and Competitors*. - New York : Simon and Schuster, 2008. - 432 c. - ISBN 1416590358, 9781416590354.
195. Porter, M. E. *The Competitive Advantage of Nations*. - New York : Free Press, 1990. - 896 p. - ISBN 978-0684841472
196. Rumelt, R. P. *Strategy, Structure, and Economic Performance*. - Cambridge : Division of Research, Graduate School of Business Administration, Harvard University, 1974. - 235 c. - ISBN 0875841090, 9780875841090.
197. Rystad Energy. *Arctic Cost Analysis: Upstream and Midstream CAPEX Trends*. – Rystad Energy Research Analysis, 2023. – URL: <https://www.rystadenergy.com> (дата обращения: 23.03.2026).
198. Smith, A. *Competition in the European Gas Market* / A. Smith // *Energy Economics*. – 2019. – Vol. 78. – P. 88–101. – DOI: 10.1016/j.eneco.2018.12.005.
199. Technical, economic and fiscal aspects of increasing the efficiency of taxation of oil and gas companies in Russia / [авт. по данным статьи] // *IEEE Access*. 2018. Vol. 6. P. 64577–64586. DOI: 10.1109/ACCESS.2018.2877714. — Текст : электронный. — URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8545393> (дата обращения: 08.04.2026).
200. Thompson, A. A. *Crafting and Executing Strategy: The Quest for Competitive Advantage: Concepts and Cases* / A. A. Thompson, A. J. Strickland, J. Gamble. - New York : McGraw-Hill Companies, Incorporated, 2007. - 992 c. - ISBN 0073381241, 9780073381244.

201. Thompson, A. A. Strategic Management: Concepts and Cases / A. A. Thompson, A. J. Strickland. - New York : Irwin/McGraw-Hill, 1999. - 1059 с. - ISBN 0073037141, 9780073037141.
202. U.S. Energy Information Administration (EIA). - URL: <https://www.eia.gov/> (дата обращения: 16.01.2024).
203. Warren, K. Strategic Management Dynamics. - John Wiley & Sons : New Jersey, 2008. - 696 с. - ISBN 0470060670, 9780470060674.
204. World Energy Outlook 2020 // IEA – International Energy Agency URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a72d8abf-de08-4385-8711-b8a062d6124a/WEO2020.pdf> (дата обращения: 16.01.2024).
205. World Population Prospects 2022: Summary of Results / United Nations. – URL: <https://www.un.org/development/desa/pd/content/World-Population-Prospects-2022> (дата обращения: 23.03.2026).
206. Yergin, D. The Prize: The Epic Quest for Oil, Money, and Power. - New York : Simon & Schuster, 1991. - 877 с. - ISBN 0671502484, 9780671502485.
207. Yergin, D. The Quest: Energy, Security, and the Remaking of the Modern World. - London : Penguin, 2011. - 832 с. - ISBN 1101563702, 9781101563700.
208. Williamson O. E. Strategizing, economizing, and economic organization // Strategic Management Journal. 1991. Vol. 12. Special Issue. P. 75–94.
209. Wison Offshore & Marine Ltd. FGTM: Natural Gas to Methanol [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.wison.com/uploads/FGTM.pdf> (дата обращения: 05.04.2026).
210. Wison Offshore & Marine Ltd. FGTM: Natural Gas to Methanol [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.wison.com/uploads/FGTM.pdf> (дата обращения: 05.04.2026).
211. 2019 Energy Outlook Publication Book // ExxonMobile URL: https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/outlook-for-energy/2019-Outlook-for-Energy_v4.pdf (дата обращения: 16.01.2024).

Приложение А

(обязательное)

Сводный SWOT-анализ вариантов стратегического развития газодобывающего бизнеса

Таблица А.1 — Сильные и слабые стороны варианта стратегического развития основного бизнеса – трубопроводный транспорт

Вариант	Сильные стороны	Слабые стороны
Выжидательная позиция	- Наличие готовой действующей инфраструктуры в регионе по транспорту газа и жидких углеводородов; - Наличие крупных запасов природного газа; - Отсутствие санкционного риска; - Отсутствие геологических и инвестиционных рисков по реализации новых проектов.	- Отсутствие новых проектов (стратегического развития); - Влияние ПАО «Газпром» на добычу газа, как регулятора доступа в ЕСГ; - Недозагруженная действующая инфраструктура; - Не вовлекается имеющаяся ресурсная база; - Ориентация только на внутренний рынок; - Не задействованы рыночные экспортные возможности в страны АТР; - Не используются имеющиеся налоговые преференции на проекты глубокой переработки газа.
Создание партнёрств на внутреннем рынке	- Наличие готовой действующей инфраструктуры в регионе по транспорту газа и жидких углеводородов; - Наличие крупных запасов природного газа; - Гарантированные долгосрочные обязательства на поставку газа; - Отсутствие санкционного риска; - Разделение геологических и инвестиционных рисков с партнером при реализации проектов.	- Зависимость от решений партнера в реализации проектов; - Ориентация только на внутренний рынок РФ; - Влияние ПАО «Газпром» на добычу газа, как регулятора доступа в ЕСГ; - Не задействованы рыночные экспортные возможности стран АТР; - Не используются имеющиеся налоговые преференции на проекты глубокой переработки газа.
Поставка газа по новому экспортному каналу в страны АТР «Сила Сибири 2»	- Наличие готовой действующей инфраструктуры в регионе по транспорту газа и жидких углеводородов; - Снижение зависимости от внутреннего спроса на газ; - Наличие крупных запасов природного газа.	- Влияние ПАО «Газпром» на доступ к экспортному каналу «Сила Сибири 2»; - Недозагруженная действующая инфраструктура в европейском направлении.

Источник: составлено автором

Таблица А.2 — Сильные и слабые стороны варианта стратегического развития
диверсификация бизнеса – морской транспорт

Вариант	Сильные стороны	Слабые стороны
Проекты производства сжиженного природного газа	- Наличие крупных запасов природного газа; - Отсутствие зависимости от решений ПАО «Газпром» по доступу в ЕСГ или «Сила Сибири 2»; - Снижение зависимости от внутреннего спроса на газ; - Диверсификация каналов сбыта: внутренний и внешний рынки; - Наличие налоговых преференций на проекты СПГ; - Разделение геологических и инвестиционных рисков с партнером при реализации проектов; - Увеличение грузопотока СПГ по Северному морскому пути (ответ на запрос государства).	- Ограничения по локации проекта (прибрежная зона); - Требуется крупный уверенный объем ресурсной базы природного газа для окупаемости крупных капитальных вложений (>1 трлн мЗ); - Самые высокие капитальные вложения среди всех возможных вариантов; - Необходимость привлечения партнерского и заемного капитала для реализации проектов; - Зависимость от решений партнера в реализации проектов; - Необходимо устойчивое финансовое положение компании в течение всего срока реализации проекта (5–8 лет) для обеспечения необходимой доли инвестиций; - Недозагруженная действующая трубопроводная инфраструктура в европейском направлении.
Проекты производства газохимической продукции	- Наличие крупных запасов природного газа; - Отсутствие зависимости от решений ПАО «Газпром» по доступу в ЕСГ или газопроводу «Сила Сибири 2»; - Снижение зависимости от внутреннего спроса на газ; - Диверсификация каналов сбыта: внутренний и внешний рынки; - Наличие налоговых преференций на проекты глубокой переработки газа (в т. ч. и газохимии).	- Ограничения по локации проекта (прибрежная зона); - Высокие капиталовложения относительно вариантов трубопроводного транспорта; - Производство продуктов газохимии (метанол, аммиак) имеют более ограниченный рынок, чем сырье (газ); - Недозагруженная действующая трубопроводная инфраструктура в европейском направлении.
Производства кормового белка	- Наличие крупных запасов природного газа для организации крупномасштабного производства кормового белка; - Отсутствие зависимости от решений ПАО «Газпром» по доступу в ЕСГ или «Сила Сибири 2»; - Отсутствие зависимости от внутреннего и внешнего спроса на газ; - Новые рынки реализации газа и диверсификация каналов сбыта продукции на внутренний и внешний контур; - Отсутствие санкционной угрозы на внутреннем рынке; - Поддержка продовольственной отрасли (ответ на запрос государства).	- Ограничения по локации проекта (прибрежная зона или вблизи железнодорожной трассы); - Небольшие объемы реализации газа (1,5 млрд мЗ/год) – не может быть основным направлением стратегического развития; - Отсутствие компетенций у нефтегазовых компаний в продовольственном бизнесе; - Недозагруженная действующая трубопроводная инфраструктура в европейском направлении.

Источник: составлено автором

Таблица А.3 — Возможности и угрозы варианта стратегического развития основного бизнеса – трубопроводный транспорт

Вариант	Возможности	Угрозы
Выжидательная позиция	- Экономия инвестиций в реализацию новых проектов.	- Падение внутреннего спроса на газ; - Рост внутренней конкуренции на рынке газа в РФ (предпосылка №7); - Увеличение налоговой нагрузки на добычу природного газа; - Отсутствие возможности пролонгации текущих контрактов или заключение новых на внутреннем рынке РФ.
Создание партнёрств на внутреннем рынке	- Задействование имеющейся ресурсной базы – реализация новых проектов; - Загрузка действующей инфраструктуры; - Диверсификация бизнеса; - Привлечение проектного финансирования под реализацию новых проектов (снижение инвестиционной нагрузки).	- Выход партнера из проекта до конца его реализации; - Падение спроса на продукцию партнера; - Падение внутреннего спроса на газ; - Увеличение налоговой нагрузки на добычу природного газа.
Поставка газа по новому экспортному каналу в страны АТР «Сила Сибири 2»	- Задействование имеющейся ресурсной базы – реализация новых проектов; - Диверсификация каналов сбыта: внешний и внутренний рынки; - Доступ к крупному рынку сбыта газа – страны АТР; - Снижение капиталоемкости проектов, лежащих по пути трассировки «Сила Сибири 2» (затраты на строительство несёт ПАО «Газпром»).	- Отмена или отсрочка реализации проекта «Сила Сибири 2»; - Падение внутреннего спроса на газ по основному каналу в европейском направлении; - Отсутствие свободных мощностей в «Сила Сибири 2» для проектов других компаний помимо ПАО «Газпром».

Источник: составлено автором

Таблица А.4 — Возможности и угрозы варианта стратегического развития диверсификации бизнеса – морской транспорт

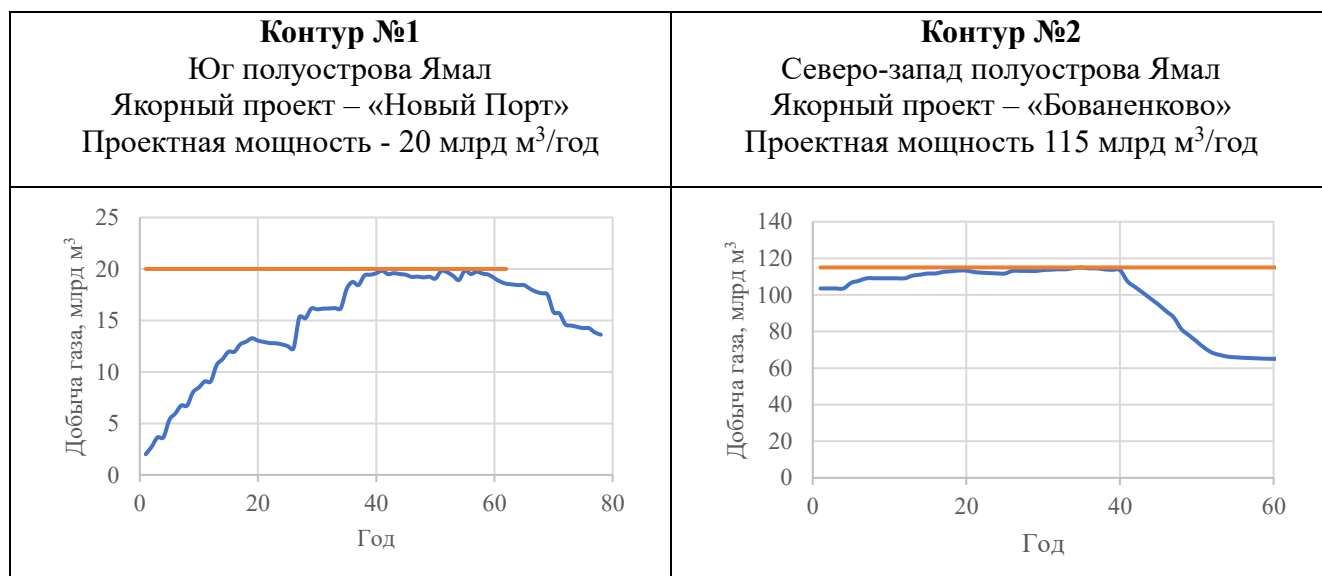
Вариант	Возможности:	Угрозы:
Проекты производства сжиженного природного газа	- Задействование имеющейся ресурсной базы – реализация новых проектов; - Диверсификация бизнеса; - Доступ к крупному рынку сбыта газа стран АТР; - Наращивание компетенций в области СПГ.	- Выход партнера из проекта до конца его реализации; - Санкции на СПГ из РФ; - Высокая конкуренция на мировом рынке СПГ (США, Катар, Австралия и др.).
Проекты производства газохимической продукции	- Задействование имеющейся ресурсной базы – реализация новых проектов; - Диверсификация бизнеса; - Доступ к крупному рынку сбыта – страны АТР; - Наращивание компетенций в области переработки газа (ответ на запрос государства).	- Падение спроса на газохимическую продукцию, производимую из природного газа; - Санкции на продукцию газохимии из РФ; - Высокая конкуренция на мировом рынке переработки газа
Производства кормового белка	- Задействование имеющейся ресурсной базы – реализация новых проектов; - Диверсификация бизнеса; - Доступ к крупным рынкам сбыта – внутренний и внешний; - Наращивание компетенций в новой отрасли.	- Срыв или смещение сроков запуска ж/д-пути «Северный широтный ход»; - Замещение животного белка в продовольственных товарах на альтернативные виды (насекомые и др.); - Неподтверждение прогнозов по росту численности населения земли и благосостояния граждан регионов-драйверов для обеспечения себя белковыми продуктами; - Санкции на внешний рынок.

Источник: составлено автором

Приложение Б

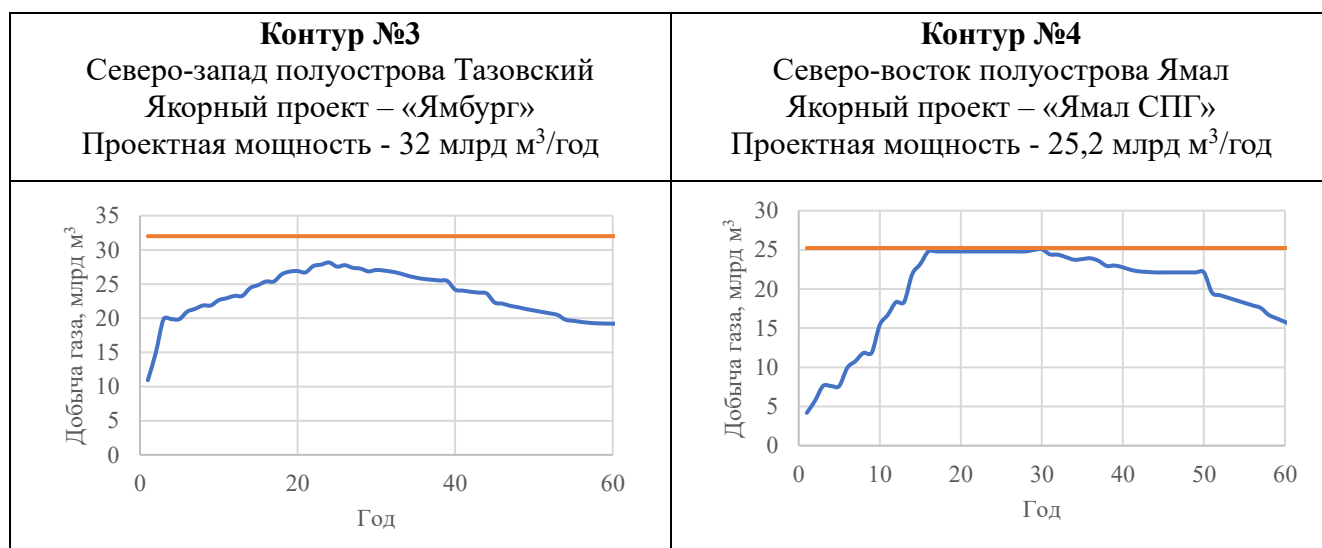
(обязательное)

Профили обеспеченности ресурсной базой выделенных инфраструктурных контуров на отдаленных территориях



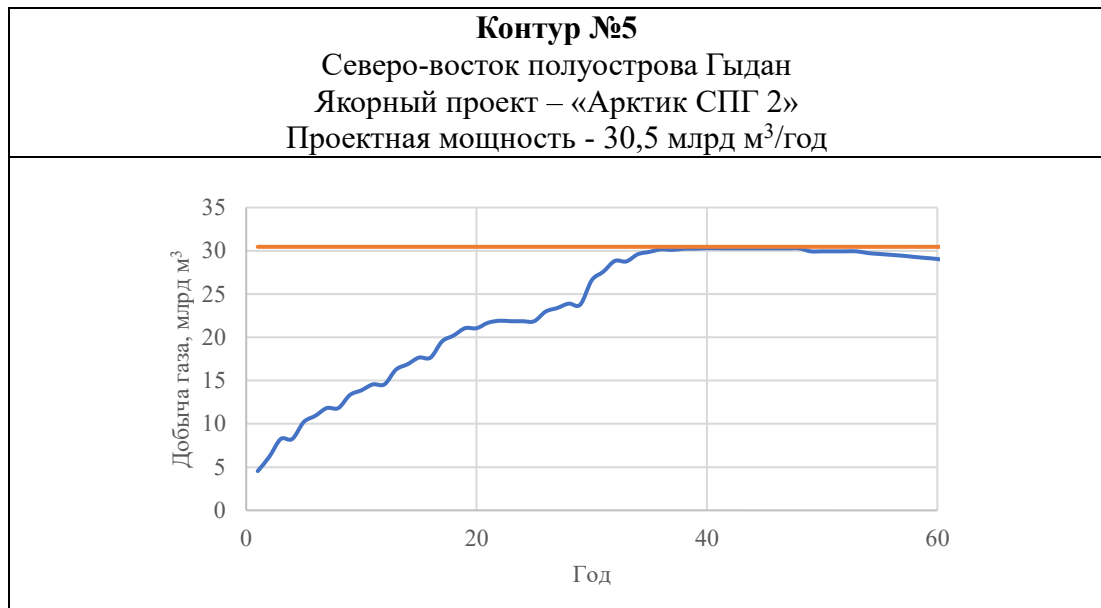
Источник: составлено автором по материалам [21, 22, 29, 65, 74, 80, 82,83, 84, 88, 92]

Рисунок Б.1 — Профили обеспеченности ресурсной базой выделенных инфраструктурных контуров №1 и №2



Источник: составлено автором по материалам [21, 22, 29, 65, 74, 80, 82,83, 84, 88, 92]

Рисунок Б.2 — Профили обеспеченности ресурсной базой выделенных инфраструктурных контуров №3 и №4



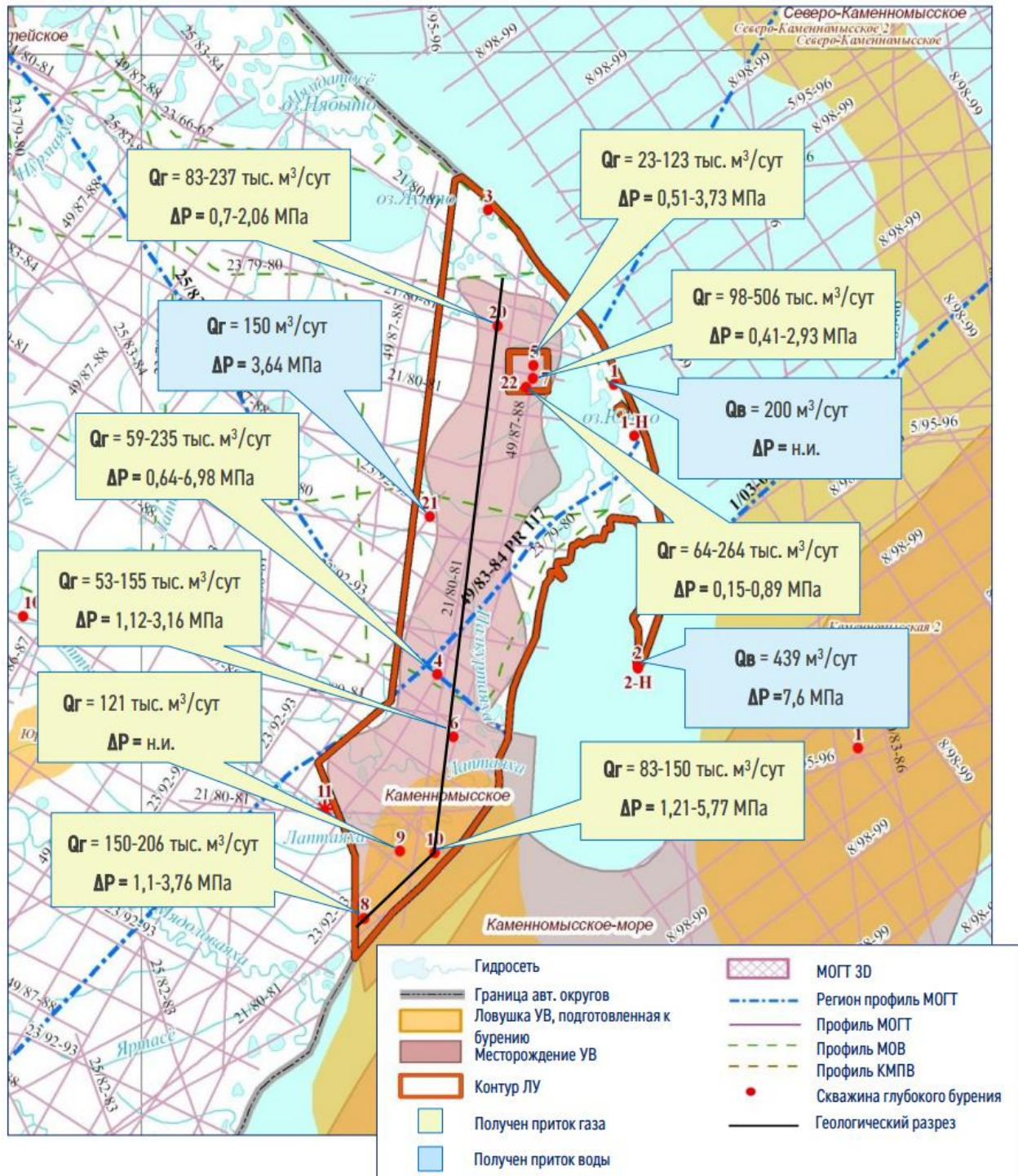
Источник: составлено автором по материалам [21, 22, 29, 65, 74, 80, 82,83, 84, 88, 92]

Рисунок Б.3 — Профили обеспеченности ресурсной базой выделенных инфраструктурного контура №5

Приложение В

(обязательное)

Геологическая изученность месторождения Каменномыское (Суша)

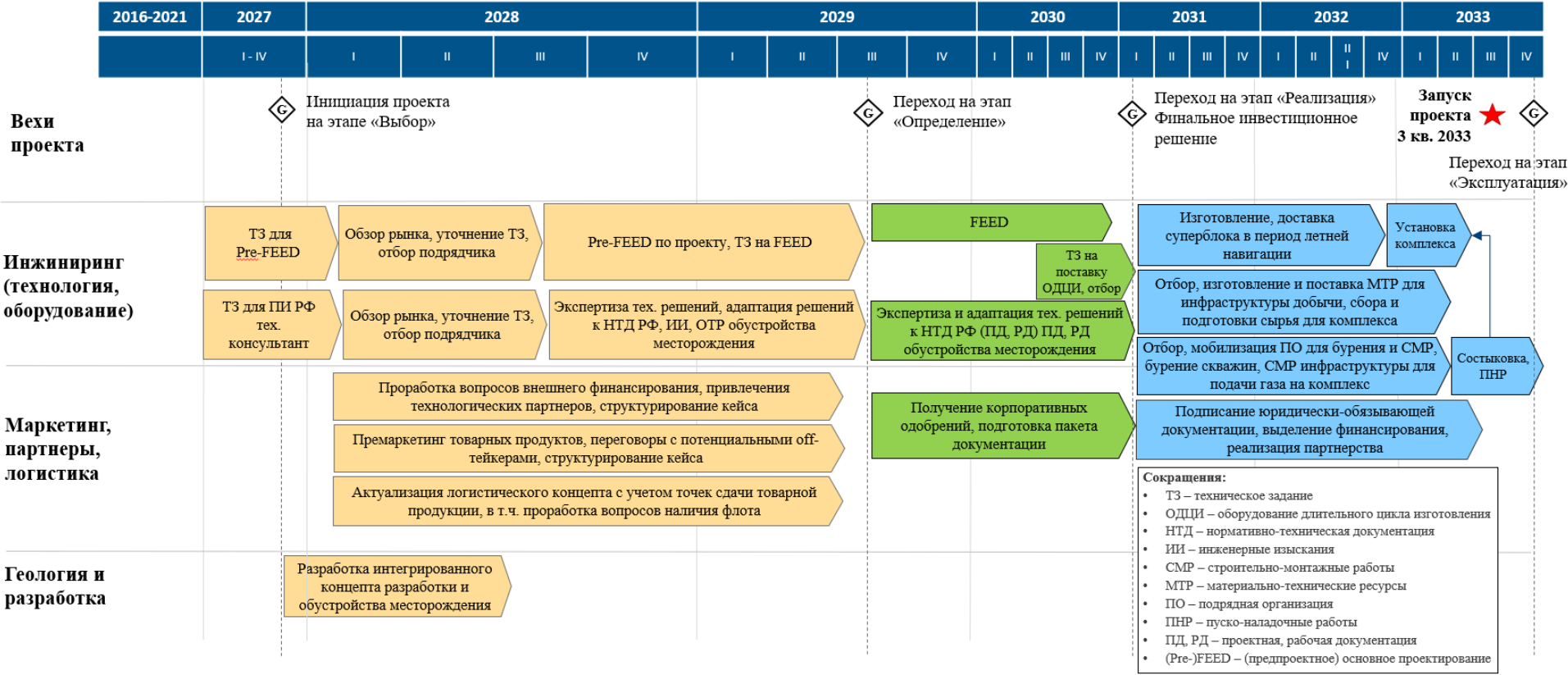


Источник: составлено автором на основе интерактивных карт недропользования [91]

Рисунок В.1 — Геологическая изученность месторождения Каменномыское

Приложение Г
(обязательное)

Дорожная карта реализации проекта по производству метанола в инфраструктурном контуре №1 в соответствии с
стадийностью согласно руководству по управлению проектами (PMBOOK)



Источник: составлено автором

Рисунок Г.1 — Дорожная карта реализации проекта по производству метанола в инфраструктурном контуре №1

Приложение Д

(обязательное)

Экономические показатели стратегического варианта трубопроводного транспорта
– выжидательная позиция и задействование действующих контрактов на поставку
газа на внутреннем рынке

Таблица Д.1 — Экономические показатели стратегического варианта
трубопроводного транспорта – выжидательная позиция и задействование
действующих контрактов на поставку газа на внутреннем рынке

Экономический показатель	Единица измерения	Значение
Добыча нефти	млн т	99,3
Товарный конденсат	млн т	6,0
Добыча попутного нефтяного газа	млрд м ³	162,9
Добыча природного газа	млрд м ³	87,1
Товарный попутный нефтяной газ	млрд м ³	86,5
Товарный природный газ	млрд м ³	83,5
Количество скважин:	шт.	675
нефтяных добывающих скважин	шт.	574
газовых добывающих скважин	шт.	40
прочих скважин	шт.	61
Капитальные вложения:	млрд руб.	680,2
Эксплуатационное бурение	млрд руб.	103,0
Обустройство кустов	млрд руб.	121,0
Инфраструктура	млрд руб.	356,2
Прочие КВ	млрд руб.	97,3
Резерв	млрд руб.	2,8
Операционные затраты	млрд руб.	570,1
NPV	млрд руб.	30,2
PI	ед.	1,04
Год экономического предела	год	2043

Источник: составлено автором

Приложение Е

(обязательное)

Визуальная структура автоматизированной системы поддержки принятия решения на импортозамещенной платформе Astra Linux

Параметр	Значение	Единицы измерения	Источник, ссылка ГОСТ Р 7.0.5-2008
Капитальные вложения для формирования CAPEX0 и CAPEX1			
Магистральный ГВТ до якорного проекта	0,13	млрд руб / км	[1] ПАО "Газпром". (2012). Транспортная экономика. Официальный сайт ПАО "Газпром". https://www.gazprom.ru/press/news/reports/2012/transportation-economical
Объекты подготовки газа (УКПГ)	70	млрд руб	[2] 7teper.ru. Обустройство нефтегазовых месторождений. Портал 7teper.ru. https://7teper.ru/obustrojstvo-neftegazovyh-mestorozhdenij
Объекты предварительной подготовки газа (УППГ)	67,2	млрд руб	[3] PMsoft.ru. Опыт проведения комплексного обзора проекта и технических сессий. PMsoft - управление проектами. http://www.pmsoti.ru/krk/popyt-provedeniya-kompleksnogo-obzora-proekta-i-tehnicheskikh-sessij.pdf
Объекты социально-бытовой инфраструктуры (вахтовый жилой комплекс (ВЖК), вертодром)	7	млрд руб	[4] Amodulsmk.ru. Вахтовый городок. Производитель модульных конструкций. https://amodulsmk.ru/akhtobinskij-gorodok
Обустройство месторождения (кустовые площадки, трубопроводная сеть)	5	млрд руб / млрд м3 в год	
Автодорога до якорного проекта	0,12	млрд руб / км	[5] Министерство транспорта Российской Федерации. Документ № 535766. Официальный сайт Минтранса России. https://mintrans.gov.ru/le/535766
Объекты энергообеспечения (линии электропередач (ЛЭП), электроподстанции)	8	млрд руб	[6] Охрана труда. (2008). Портал охраны труда. https://ohrantruda.ru/ot/bib/le/norma/529275
Базовый CAPEX0	85	млрд руб	
Стоимость проекта СПГ	2600	млрд руб	[7] Trudohrana.ru. Документ № 6068141. Информационный портал по охране труда. https://trudohrana.ru/doc/6068141
Стоимость проекта ГХК	1880	млрд руб	[8] РУПЭК. Российский топливно-энергетический комплекс. https://rupec.ru/news/55551
Стоимость проекта биопротеина	18	млрд руб	[9] ТАСС. (2022-2026). Прогноз экономического развития. Информационное агентство ТАСС. https://tass.ru/ekonomika/4797314
Стоимость трубопроводного проекта на базе УППГ	500	млрд руб	[10] UNGG.org. Know-how в области нефти и газа. Международная организация UNGG. https://www.ungg.org/knowhow.html
Экономические показатели			
Цена трубопроводного газа внутри рынок	8700	руб / тыс. м3	
Цена трубопроводного газа экспорт	29500	руб / тыс. м3	[11] Chataistore.com. (2025). Данные по оборудованию. https://chataistore.com/?pchatid=177048369
Цена СПГ	65000	руб / тыс. м3	[12] Правительство Ленинградской области. (20.07.2025). Проект бюджета на 2025-2027 годы. Официальный сайт Правительства ЛО. https://lach.gov.ru/upload/pdf/budget/project-20250720-Doходы.docx
Цена ГХК	125000	руб / тыс. м3	[13] A1to-group.ru. (2022-2026). Рынок стабильного газового конденсата в России: текущая ситуация и прогноз 2022-2026 гг. Аналитическое агентство A1to. https://a1to-group.ru/otchet/rossiya/5116-rynok-stabilnogo-gazovogo-kondensata-v-rossii-tekuschaja-situacija-i-prognoz-2022-2026-gg.html
Цена Биопротеин	5000	руб / тыс. м3	[14] Agroinvestor.ru. Иннопрактика и Уралхим. Агроинвестор - деловой портал АПК. https://www.agroinvestor.ru/companies/news/39128-innopraktika-i-uralkhim
Коэффициент k для расчета Pay Back периода	1	безразмерный	
Ставка дисконтирования	0,12	д.ед.	
Себестоимость трубопроводный газ	1400	руб / тыс. м3	[15] ПАО "Газпром". (2024). Годовой отчет за 2024 год. Приложение 1. Официальный сайт ПАО "Газпром". https://www.gazprom.ru/f/posts/99/086536/application-1-2025.pdf
Себестоимость СПГ	16000	руб / тыс. м3	[16] ЦНТД. (16.03.2021). Постановление № 640-П от 16.03.2021. Центр нормативно-технической документации. https://docs.cntd.ru/document/573955191
Себестоимость ГХК	3000	руб / тыс. м3	[17] Правительство Амурской области. (17.12.2020). Протокол ПИП от 17.12.2020. Капитальные вложения (CAPEX). Инвестиционный портал Амурской области. https://www.invest.amurobl.ru/upload/iblock/6654/kzvn3u72yzq5qnp6721gz2w5vwfpm3/Protokol-pip-ot-17.12.2020.pdf
Себестоимость биопроетин	35000	руб / тыс. м3	
НДПИ базовая ставка	0,3	д.ед.	[18] Федеральный закон от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. от 14.07.2022 № 334-ФЗ). Статья 26, пункты 342.3-342.4. Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть вторая от 2000 г., № 32, ст.3340
Налог на прибыль	0,25	д.ед.	[18] Федеральный закон от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. от 14.07.2022 № 334-ФЗ). Статья 26, пункты 342.3-342.4. Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть вторая от 2000 г., № 32, ст.3340
Налог на прибыль СПГ экспорт	0,34	д.ед.	[18] Федеральный закон от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. от 14.07.2022 № 334-ФЗ). Статья 26, пункты 342.3-342.4. Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть вторая от 2000 г., № 32, ст.3340

Источник: фрагмент из цифрового инструмента автора

Рисунок Е.1 — Фрагмент визуализации модуля 1 «Входные данные», раздела «Параметры расчета»

№	Характеристики якорного проекта						Критерии якорного проекта										Критерии трубопроводной стратегии			Критерии морской стратегии						
	Проект	Тип проекта	Контур	Широта	Долгота	Компания-недропользователь	Базисное месторождение	Канал	Рынок	Близость	Регионал. Принадл.	Промысел	Транспорт	Энерго	Поселок	Якорный проект	Технологич. совместимость	Статус	РБ вблизи ЕСГ	Доступ к СС2	Партнер оффтейк-контракт	РБ вблизи СМП	РБ > 1000 млрд м3	Тех-фин. Парнер СПГ	РБ вблизи СШХ	
1	Новый Порт	Трубопроводный	Контур_1 Новый Порт	67,81	72,54	Газпромнефть	Новопортовское	да	да	да	да	да	да	да	да	да	да	да	✓ Якорный	да	да	да	да	нет	нет	нет
2	Ямбургский	Трубопроводный	Контур_2 Ямбургский	67,58	75,13	Газпром	Ямбургское	да	да	да	да	да	да	да	нет	да	да	да	✓ Якорный	да	да	да	нет	да	нет	да
3	Бованенковский	Трубопроводный	Контур_3 Бованенковский	70,36	68,44	Газпром	Бованенковское	да	да	да	да	да	да	да	да	да	да	да	✓ Якорный	да	да	да	да	да	нет	да
4	Ямал СПГ	СПГ	Контур_4 Ямал СПГ	71,22	71,92	Новатэк	Южно-Тамбейское	да	да	нет	нет	да	да	да	да	нет	да	да	✓ Якорный	нет	нет	нет	да	да	да	да
5	Арктик СПГ-2	СПГ	Контур_5 Арктик СПГ-2	71,76	73,77	Новатэк	Утреннее	да	да	да	да	да	да	да	да	нет	да	да	✓ Якорный	нет	нет	нет	да	да	да	нет

Источник: фрагмент из цифрового инструмента автора

Рисунок Е.2 — Фрагмент визуализации модуля 1 «Входные данные», раздела «Якорные проекты»

№	Параметры месторождений						Расстояние от месторождения до якорных проектов				
	Месторождение	Широта	Долгота	Запасы	Годовая добыча	Годовой отбор	Контур_1_Новый_Порт	Контур_2_Ямбургский	Контур_3_Бованенковский	Контур_4_Ямал_СПГ	Контур_5_Арктик_СПГ-2
ед. изг				млрд м	млрд м	%	км	км	км	км	км
2	Новопортовское	67,81	72,54	230,07	9,2	4%	0	112	327	380	442
5	Ближне-Новопортовское	68,06	72,62	45,52	2,3	5%	28	118	304	353	414
166	Южно-Каменномысский ЛУ	67,82	72,91	9,41	1,1	12%	16	98	334	381	440
168	Южно-Новопортовский ЛУ	67,59	72,12	75,29	3,8	5%	30	128	341	403	468
22	Среднеямальское	69,08	71,11	65,43	3,3	5%	152	235	176	240	314
23	Усть-Юрибейское	68,81	70,17	45,19	2,3	5%	148	247	185	276	354
27	Ярудейское	66,05	71,05	27,61	2,2	8%	206	246	491	576	644
29	Лензитское	66,25	72,84	1,39	0,2	12%	174	178	491	554	614
72	им. В.И. Гири	69,20	73,91	51,71	2,6	5%	165	188	246	236	284
170	Еркутаяхский	68,22	69,31		0,0	18%	142	254	241	349	429
171	Северо-Каменномысское	68,78	73,79	386,02	11,6	3%	120	145	272	280	331
3	Мало-Ямальское	68,32	71,41	203,66	8,1	4%	74	176	255	323	393
4	Каменномысское	68,45	73,39	36,74	1,8	5%	79	121	287	313	369
24	Нурминское	68,77	71,79	223,48	8,9	4%	111	192	219	272	340
25	Хамбатейское	68,72	72,70	34,40	1,7	5%	102	162	246	280	340
26	Ростовцевское	68,44	72,42	98,47	4,9	5%	70	148	264	310	373
165	Каменномысское-море	68,30	73,71	358,70	10,8	3%	73	100	308	332	385
167	Суровый ЛУ	67,18	71,52		0,0	18%	82	161	375	450	517
169	Южно-Ямальский 6 ЛУ	67,82	70,75	5,62	0,7	12%	75	187	297	381	453
43	Ямбургское	67,58	75,13	3281,21	98,4	3%	112	0	408	424	468

Источник: фрагмент из цифрового инструмента автора

Рисунок Е.3 — Фрагмент визуализации модуля 1 «Входные данные», раздела «Месторождения»

Варианты формирования инфраструктурных контуров								Зонирование месторождений в рамках основного контура			CAPEX1							Синергетический эффект		
Контур_1_Новый_Порт	Контур_2_Ямбургский	Контур_3_Бованенковский	Контур_4_Ямал_СПГ	Контур_5_Арктик_СПГ-2	Все контуры	Кол-во контуров	Основной контур	Зона	Расст. до основного контура	Тип инфраструктуры	Магистральный ГВТ до якоря	Подготовка газа	Энергетика	Соцбыт	Обустройство месторождения	Автодорог а до якоря	CAPEX1	CAPEX0	ΔCAPEX	
бинарный	бинарный	бинарный	бинарный	бинарный	-	шт.	-	-	км	-	млрд руб	млрд руб	млрд руб	млрд руб	млрд руб	млрд руб	млрд руб	млрд руб	млрд руб	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург;	2	Контур_1_Новый Порт	Ближайшая	30	Макс.использование	4	0	0	0	18,8215	3,6	26	111	85	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург; Бованенково; Ямал СПГ;	4	Контур_1_Новый Порт	Дальняя	152	Миним.использование	20	67,2	8	7	16,3575	18,3	137	139	3	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург; Бованенково;	3	Контур_1_Новый Порт	Дальняя	148	Миним.использование	19	67,2	8	7	11,29725	17,8	131	133	3	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург;	2	Контур_1_Новый Порт	Дальняя	208	Миним.использование	27	67,2	8	7	11,0444	24,7	145	147	3	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург;	2	Контур_1_Новый Порт	Дальняя	174	Миним.использование	23	67,2	8	7	0,834	20,9	127	129	3	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург; Бованенково; Ямал СПГ;	4	Контур_1_Новый Порт	Дальняя	165	Миним.использование	21	67,2	8	7	12,9275	19,8	136	138	3	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Бованенково;	2	Контур_1_Новый Порт	Дальняя	142	Миним.использование	18	67,2	8	7	0	17,0	118	120	3	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург;	2	Контур_1_Новый Порт	Дальняя	120	Миним.использование	16	67,2	8	7	57,90345	14,4	170	173	3	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург;	2	Контур_1_Новый Порт	Средняя	74	Частичное	10	70	4	3,5	40,7312	8,8	137	144	8	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург;	2	Контур_1_Новый Порт	Средняя	79	Частичное	10	70	4	3,5	9,184	9,5	107	114	8	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург; Бованенково;	3	Контур_1_Новый Порт	Средняя	111	Частичное	14	70	4	3,5	44,696	13,4	150	158	8	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург; Бованенково;	3	Контур_1_Новый Порт	Средняя	102	Частичное	13	70	4	3,5	8,60075	12,2	112	119	8	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург;	2	Контур_1_Новый Порт	Средняя	70	Частичное	9	70	4	3,5	24,6175	8,4	120	127	8	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург;	2	Контур_1_Новый Порт	Средняя	73	Частичное	10	70	4	3,5	53,805	8,8	150	157	8	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург;	2	Контур_1_Новый Порт	Средняя	82	Частичное	11	70	4	3,5	0	9,9	98	106	8	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург;	2	Контур_1_Новый Порт	Средняя	75	Частичное	10	70	4	3,5	3,3738	9,0	100	107	8	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург;	2	Контур_2_Ямбургский	Ближайшая	0	Макс.использование	0	0	0	0	492,18135	0,0	492	577	85	
☑	☑	☑	☑	☑	Ямбург;	1	Контур_2_Ямбургский	Дальняя	247	Миним.использование	32	67,2	8	7	3,09	29,7	147	150	3	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург;	2	Контур_2_Ямбургский	Дальняя	184	Миним.использование	24	67,2	8	7	24,8785	22,1	153	156	3	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург;	2	Контур_2_Ямбургский	Дальняя	221	Миним.использование	29	67,2	8	7	0,2835	26,5	138	141	3	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург;	2	Контур_2_Ямбургский	Дальняя	171	Миним.использование	22	67,2	8	7	26,3104	20,5	151	154	3	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург;	2	Контур_2_Ямбургский	Дальняя	165	Миним.использование	21	67,2	8	7	11,1044	19,8	135	137	3	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург;	2	Контур_2_Ямбургский	Дальняя	152	Миним.использование	20	67,2	8	7	12,07025	18,3	132	135	3	
☑	☑	☑	☑	☑	Ямбург;	1	Контур_2_Ямбургский	Дальняя	223	Миним.использование	29	67,2	8	7	12,9485	26,8	151	154	3	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург;	2	Контур_2_Ямбургский	Дальняя	172	Миним.использование	22	67,2	8	7	9,0372	20,7	134	137	3	
☑	☑	☑	☑	☑	Ямбург;	1	Контур_2_Ямбургский	Дальняя	188	Миним.использование	24	67,2	8	7	22,2128	22,5	151	154	3	
☑	☑	☑	☑	☑	Ямбург;	1	Контур_2_Ямбургский	Дальняя	202	Миним.использование	26	67,2	8	7	4,5552	24,3	137	140	3	
☑	☑	☑	☑	☑	Ямбург;	1	Контур_2_Ямбургский	Дальняя	191	Миним.использование	25	67,2	8	7	4,8432	22,9	135	138	3	
☑	☑	☑	☑	☑	Новый Порт; Ямбург;	2	Контур_2_Ямбургский	Дальняя	152	Миним.использование	20	67,2	8	7	6,7676	18,3	127	130	3	

Источник: фрагмент из цифрового инструмента автора

Рисунок Е.4 — Фрагмент визуализации модуля 2 «Выделение инфраструктурных контуров»

№	Характеристика инфраструктурного контура					Варианты стратегического направления								Синергетический эффект в капитальных вложениях							
	Контур	Тип контура	Кол-во м/р	Суммарные запасы	Годовая добыча	Виды транспорта выбранной стратегии	Трубопроводный транспорт				Морской транспорт			Итоговый вариант	Капитальные вложения на ввод новых месторождений				По зонам внутри контура		
							Вариант	Экономический рейтинг	Стратегический рейтинг	Интегральный рейтинг	Экономический рейтинг	Стратегический рейтинг	Интегральный рейтинг		CAPEX0	CAPEX1	ΔCAPEX	ΔCAPEX	Ближайшая	Средняя	Дальняя
ед. изм.	-	-	ед.	млрд м3	млрд м3	-	-	-	-	-	-	-	-	млрд руб.	млрд руб.	млрд руб.	%	млрд руб.	млрд руб.	млрд руб.	
1	Контур_1_Новый_Порт	Трубопроводный	19	1898,704	75,4	Трубопроводный+Морской	Экспорт газа через Сила Сибири 2 в страны АТР	1	4	5	2	7	9	ГХК	2454,0	2034,4	419,6	17,1%	340,0	60,0	19,6
2	Контур_2_Ямбургский	Трубопроводный	46	11760,177	396,7	Трубопроводный	Экспорт газа через Сила Сибири 2 в страны АТР	2	4	6	1	-	1	Экспорт газа через Сила Сибири 2 в страны АТР	7707,3	7439,9	267,4	3,5%	85,0	90,0	92,4
3	Контур_3_Бованенковский	Трубопроводный	11	5707,269	177,5	Трубопроводный+Морской	Экспорт газа через Сила Сибири 2 в страны АТР	2	4	6	1	-	1	Экспорт газа через Сила Сибири 2 в страны АТР	1991,4	1603,6	387,8	19,5%	340,0	45,0	2,8
4	Контур_4_Ямал_СПГ	СПГ	3	5158,751	159,6	Морской	-	2	-	2	1	8	9	СПГ	1412,4	1294,6	117,8	8,3%	85,0	30,0	2,8
5	Контур_5_Арктик_СПГ-2	СПГ	1	3802,984	117,5	Морской	-	2	-	2	1	8	9	СПГ	1330,9	1060,0	270,9	20,4%	255,0	7,5	8,4

Источник: фрагмент из цифрового инструмента автора

Рисунок Е.5 — Фрагмент визуализации модуля 3 «Выбор стратегических альтернатив»